بسم الله الرحمن الرحيم

دانشکده معدن، نفت و ژئوفیزیک

معدن، مکانیک سنگ

بهینه سازی مسیر حفاری در چاه‌های چند شاخه‌ای در مخازن ناهمگن در یکی از میادین جنوب غربی ایران

هابیل سلطانی کاظمی

اساتید راهنما

سید محمد اسماعیل جلالی

مهرداد سلیمانی منفرد

استاد مشاور

حسن امیری بختیار

پایان نامه دوره کارشناسی ارشد

شهریور ۹۵

باسپاس از سه وجود مقدس

آنان که ناتوان شدند تا ما به توانایی برسیم

موهایشان سپید شد تا ما روسفید شویم

و عاشقانه سوختند تا گرما بخش وجود ما و روشنگر راهمان

باشند

به رسم ادب و قدرشناسی،

بر خود لازم میدانم از آقایان دکتر مهرداد سلیمانی و دکتر سید محمد اسماعیل جلالی که بی صبرانه پشتیبان و راهنمای من بودند و در طول انجام این پروژه با راهنمایی های مفید و مساعدتهایشان مسیر را برایم هموار نمودند و از هیچگونه کمک علمی و عملی دریغ نکردند کمال تشکر و قدردانی را داشته باشم.

از استاد ارجمند و مشاور پایان نامه ام جناب آقای دکتر حسن امیری بختیار که همواره با صبر و حوصله به راهنمایی ام پرداختند، کمال تشکر و قدردانی را دارم.

تعهد نامه

اینجانب **هابیل سلطانی کاظمی** دانشجوی دوره کارشناسی ارشد رشته مهندسی معدن گرایش مکانیک سنگ از دانشکده مهندسی معدن، نفت و ژئوفیزیک دانشگاه صنعتی شاهرود نویسنده پایان نامه کارشناسی ارشد تحت عنوان: **بهینه سازی مسیر حفاری در چاه‌های چندشاخه‌ای در مخازن ناهمگن در یکی از میادین جنوب غربی ایران** تحت راهنمایی آقایان دکتر سید محمد اسماعیل جلالی و دکتر مهرداد سلیمانی منفرد متعهد می‌شوم:

- تحقیقات در این پایان نامه توسط اینجانب انجام شده است و از صحت و اصالت برخوردار است.
- در استفاده از نتایج پژوهش‌های محققان دیگر به مرجع مورد استفاده استناد شده است.
- مطالب مندرج در پایان نامه تاکنون توسط خود یا فرد دیگری برای دریافت هیچ نوع مدرک یا امتیازی در هیچ جا ارائه نشده است.
- کلیه حقوق معنوی این اثر متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود می‌باشد و مقالات مستخرج با نام «دانشگاه صنعتی شاهرود » و یا «Shahrood University of Technilogy» به چاپ خواهد رسید.
- حقوق معنوی تمام افرادی که در به دست آمدن نتایج اصلی پایان نامه تاثیرگذار بوده‌اند، در مقالات مستخرج از این پایان نامه رعایت می‌گردد.
- در کلیه مراحل انجام این پایان نامه، در مواردی که از موجود زنده (یا بافت‌های آن‌ها) استفاده شده است، ضوابط و اصول اخلاقی رعایت شده است.
- در کلیه مراحل انجام این پایان نامه، در مواردی که به حوزه اطلاعات شخصی افراد دسترسی یافته یا استفاده شده است، اصل رازداری، ضوابط و اصول اخلاقی انسانی رعایت شده است.

تاریخ

امضای دانشجو

مالکیت نتایج و حق نشر

- کلیه حقوق این اثر و محصولات آن (مقالات مستخرج، کتاب، برنامه‌های رایانه‌ای، نرم افزارها و تجهیزات ساخته شده)) مربوط به دانشگاه صنعتی شاهرود می‌باشد. این مطلب باید به نحو مقتضی در تولیدات علمی مربوطه ذکر شود.
- استفاده از اطلاعات و نتایج موجود در پایان نامه بدون ذکر مرجع مجاز نمی‌باشد.

چکیده

با گذشت زمان و استفاده بیش از حد از منابع هیدروکربنی همچنین با در نظر گرفتن بلوغ میادین نفتی، میزان تولید نفت روند نزولی پیدا کرده است. از این رو برای بهبود و بهینه‌سازی عملکرد مخزن جهت افزایش تولید و بازدهی میادین نفتی و کاهش سرمایه‌گذاری و هزینه‌های عملیاتی استفاده از چاه های چندشاخه‌ای گسترش زیادی پیدا کرده است. چاه‌های چندشاخه‌ای نسبت به چاه‌های افقی و افقی توسعه یافته به‌خاطر افت فشار کمتر، از تولید بالاتر و اقتصادی‌تری برخوردار هستند.

حفاری چاه‌های چندشاخه‌ای نیازمند دانش و آگاهی کافی از پارامترهای زمین شناسی: شکل مخزن، توزیع تخلخل و تراوایی مخزن، پارامترهای تولیدی: مسیر چاه‌ها، تعداد چاه‌ها، شکل چاه‌ها، و پارامترهای اقتصادی: قیمت نفت و هزینه‌های حفاری استح. مدل‌سازی مخزن ابزاری است که می‌تواند تغییرات پارامترهای ارایه شده را نمایش دهد و جهت بهینه‌سازی از آن کمک گرفت.

در این پژوهش به منظور بهینه‌سازی مسیر حفاری چاه‌های چندشاخه‌ای در میدان جفیر از مدل‌سازی مخزن استفاده شده است. روش کار بدین صورت انجام گرفت که پس از جمع آوری داده‌های مورد نظر میدان جفیر مدل‌های سه‌بعدی توزیع تخلخل، تراوایی و اشباع آب در میدان ساخته شد. سپس با بررسی‌های انجام داده محدوده‌های بهینه با توجه به نقاط دارای پتانسیل مخزنی بالاتر انتخاب در آخر با توجه به دستورالعمل شرکت نفت برای حفاری چاه‌های چندشاخه‌ای در این میدان مسیرهای بهینه حفاری طراحی شد.

کلمات کلیدی: چاه چندشاخه‌ای، میدان جفیر، مدل‌سازی مخزن، بهینه‌سازی، مسیر حفاری

هابیل سلطانی کاظمی، مهرداد سلیمانی منفرد، سید محمد اسماعیل جلالی **"امکان سنجی استفاده از چاه‌های چندشاخه‌ای در یکی از میادین نفتی جنوب غربی ایران"** دومین همایش ملی پژوهش‌های مهندسی عمران، ایران، تهران ۱۳۹۵

هابیل سلطانی کاظمی، مهرداد سلیمانی منفرد، سید محمد اسماعیل جلالی، حسن امیری بختیار **"طراحی مسیر چاه چند شاخه‌ای در یکی از میادین نفتی جنوب غربی ایران"** دومین همایش ملی پژوهش‌های مهندسی عمران، ایران، تهران ۱۳۹۵

فهرست مطالب

فصل اول کلیات ۱

۱-۱- مقدمه ۲

۱-۲- ضرورت انجام تحقیق و مطالعات گذشته ۴

۱-۳- اهداف و روش تحقیق ۹

۱-۴- ساختار پایان‌نامه ۱۰

فصل دوم مقدمه‌ای برحفاری و بهره‌برداری چاه‌های چندشاخه‌ای ۱۱

۲-۱- مقدمه ۱۲

۲-۲- چاه‌های چند شاخه‌ای ۱۲

۲-۲-۱- تاریخچه چاه‌های چند شاخه‌ای ۱۲

۲-۲-۲- فناوری حفاری چاه‌های چندشاخه‌ای در ایران ۱۵

۲-۲-۳- آرایش چاه‌های چند شاخه‌ای ۱۶

۲-۲-۴- اهداف، کاربرد و مزایا ۱۸

۲-۲-۵- چالش‌های فناوری چندشاخه‌ای ۲۱

۲-۲-۶- چاه‌های پیشرفته MRC ۲۲

۲-۳- حفاری و تکمیل چاه ۲۴

۲-۳-۱- حفاری شاخه‌های جانبی ۲۵

۲-۳-۲- تکمیل نقطه اتصال ۲۷

۲-۳-۳- تکمیل شاخه‌های جانبی ۳۱

۲-۴- بررسی عملکرد چاه‌های چندشاخه‌ای ۳۱

۲-۵- بررسی اقتصادی چاه‌های چندشاخه‌ای ۳۲

۲-۵-۱- افزایش سرعت تولید ۳۳

۲-۵-۲- افزایش ذخایر ۳۳
۲-۵-۳- کاهش هزینه‌ها ۳۴
۲-۵-۴- تحلیل مخاطرات ۳۵
فصل سوم محدوده مورد مطالعه و اطلاعات مخزنی ۳۷
۳-۱- مقدمه ۳۸
۳-۲- موقعیت جغرافیایی و زمین شناسی منطقه مورد مطالعه ۳۸
۳-۲-۱- موقعیت جغرافیایی میدان نفتی جفیر ۳۸
۳-۲-۲- راه دسترسی به منطقه مورد مطالعه ۴۰
۳-۲-۳- ویژگی‌های ساختمانی میدان نفتی جفیر ۴۰
۳-۲-۴- چینه شناسی میدان جفیر ۴۱
۳-۲-۵- گسترش جغرافیایی سازند ایلام ۴۲
۳-۳- تاریخچه حفاری در میدان جفیر ۴۳
۳-۴- توصیف مخزن ۴۵
۳-۴-۱-مطالعات میدان جفیر ۴۵
۳-۴-۲- ساختار زمین‌شناسی میدان جفیر ۴۸
۳-۴-۳- خصوصیات مخزنی میدان جفیر ۴۸
فصل چهارم مدل‌سازی و تحلیل داده‌های میدان جفیر ۵۷
۴-۱- مقدمه ۵۸
۴-۲- جمع‌آوری داده‌های اولیه ۵۸
۴-۳- نرم‌افزار شبیه‌ساز مخزن ۵۹
۴-۴- مدل استاتیکی ۶۰
۴-۴-۱- مدل تخلخل ۶۴
۴-۴-۲- مدل تراوایی ۶۶

۴-۴-۳- مدل اشباع آب ۶۷
۴-۴-۴- مدل **NTG** ۶۸
۴-۵- تعیین محدوده بهینه ایلام بالایی ۷۰
۴-۶- تعیین محدوده بهینه ایلام اصلی ۷۲
۴-۷- طراحی و بهینه‌سازی چاه‌های چندشاخه‌ای ۷۴
۴-۸- بهینه سازی و حفاری چاه‌های چندشاخه‌ای در میدان جفیر ۷۶
۴-۹- بهینه‌سازی حفاری چاه چندشاخه‌ای در زون ایلام بالایی ۷۷
۴-۱۰- بهینه‌سازی حفاری چاه‌های چندشاخه‌ای در زون ایلام اصلی ۷۹
فصل پنجم نتیجه‌گیری و ارایه پیشنهادات ۸۵
۵-۱- نتیجه‌گیری ۸۶
۵-۲- پیشنهادات ۸۷
مراجع ۸۹

فهرست شکل‌ها

شکل(۲-۱) اولین چاه چندشاخه‌ای(۶۶/۴۵) در سال ۱۹۵۳، میدان باشکیرا شوروی سابق(Hill etal 2008) ۱۴

شکل(۲-۲) نما از بالای چاه شماره ۶۶,۴۵ (Hill etal 2008) ۱۴

شکل(۲-۳) آرایش چاه‌های چند شاخه‌ای(Bosworth 1998) ۱۷

شکل(۲-۴) حفر چاه‌های چندشاخه‌ای در مخازن مختلف و کاربرد آنها (Fraija2002) ۲۰

شکل(۲-۵) ساختار چنگالی استخوان ماهی و ترکیب چنگالی استخوان ماهی چاه‌های MRC در یک چاه باز (Dossary and Mahgub 2003) ۲۳

شکل(۲-۶) اصطلاحات چاه‌های چندشاخه‌ای(Hill etal 2008) ۲۵

شکل(۲-۷) دنبال روی شاخه جانبی با برخورد به گسل (Hill etal 2008) ۲۷

شکل(۲-۸) سطح بندی TAML چاه‌های چندشاخه‌ای(Harber etal 2008) ۲۹

شکل(۳-۱) موقعیت محدودهٔ میدان نفتی جفیر و راه‌های دسترسی به میدان جفیر در جنوب غربی ایران (مطالعه زمین شناسی میدان ۱۳۸۸) ۳۸

شکل(۳-۲) نقاط مرزهای میدان جفیر ۳۹

شکل(۳-۳) موقعیت میدان جفیر در دشت آبادان در جنوب غربی ایران (شرکت ملی نفت ۱۹۸۷)..... ۴۱

شکل(۳-۴) موقعیت چاه‌های حفاری شده در میدان جفیر ۴۵

شکل(۳-۵) نقشه خطوط همتراز زیرزمینی عمقی سازند سروک ۴۷

شکل(۳-۷) نقشه خطوط هم‌تراز زیرزمینی شیب در میدان جفیر ۴۸

شکل(۳-۸) نقشه خطوط همتراز زیرزمینی عمقی افق ایلام بالایی ۴۹

شکل(۳-۹) مخازن سروک و ایلام در مقطع چاههای JRNW_1 و JR_2 و JR_1 به‌همراه نمودار تخلخل ۵۲

شکل(۳-۱۰) مخزن گدوان در مقطع چاه‌های JR_2 و JR_3 و JRNW_1 به همراه نمودار تخلخل..... ۵۴

شکل(۴-۱) شمایی از مراحل کار در نرم افزار پترل(برگرفته از Petrel 2009 Manual) ۶۱

شکل(۴-۲) شبکه سلولی سه بعدی ایجاد شده..... ۶۲

شکل(۴-۳) بزرگ‌نمایی نگاره تخلخل موثر در میدان جفیر برای سازند ایلام ۶۳

شکل(۴-۴) مدل تخلخل موثر زون ایلام بالایی در سازند ایلام میدان جفیر ۶۵

شکل(۴-۵) مدل تخلخل موثر زون ایلام اصلی سازند ایلام میدان جفیر..... ۶۵

شکل(۴-۶) مقطع مدل نفوذپذیری ساخته شده سازند ایلام میدان جفیر ۶۶

شکل(۴-۷) نقشه اشباع آب در میدان جفیر ۶۸

شکل(۴-۸) مدل NTG ساخته شده سازند ایلام با استفاده از حد برش میدان جفیر ۶۹

شکل(۴-۹) مدل تخلخل موثر زون ایلام بالایی میدان جفیر ۷۱

شکل(۴-۱۰) مدل اشباع آب زون ایلام بالایی میدان جفیر..... ۷۱

شکل (۴-۱۱) سطح تماس آب - نفت زون ایلام بالایی میدان جفیر ۷۲
شکل(۴-۱۲) نقشه ضخامت و محدوده بهینه زون ایلام بالایی میدان جفیر ۷۲
شکل (۴-۱۳) نقشه تخلخل زون ایلام اصلی میدان جفیر ۷۳
شکل(۴-۱۴) مدل اشباع آب و سطح آب- نفت زون ایلام اصلی میدان جفیر ۷۳
شکل(۴-۱۵) نقشه ضخامت و محدوده بهینه زون ایلام اصلی میدان جفیر ۷۴
شکل(۴-۱۶) طراحی شاخه افقی اصلی زون ایلام بالایی با اعمال فیلتر ۱۸٪ مدل تخلخل ۷۸
شکل(۴-۱۷) مقطع مدل NTG و چاه چندشاخه‌ای طراحی شده در زون ایلام بالایی میدان جفیر ۷۹
شکل(۴-۱۸) جانمایی چاه‌های زون ایلام اصلی میدان جفیر در نقشه خطوط همتراز زیرزمینی عمقی ۸۰
شکل(۴-۱۹) نقشه مسیر شاخه اصلی طراحی شده زون ایلام اصلی میدان جفیر در نقشه خطوط همتراز زیرزمینی ضخامت ۸۱
شکل(۴-۲۰) مسیر چاه‌های طراحی شده زون ایلام اصلی میدان جفیر با مقطع تخلخل ۸۲
شکل(۴-۲۱) چاه‌های طراحی شده زون ایلام اصلی به همراه مرز سطح آب-نفت در نقشه عمقی ۸۲

فهرست جدول‌ها

جدول(۲-۱) کاربرد چاه‌های چند شاخه‌ای در دنیا و میزان هزینه برای هر نقطه اتصال(Hill etal 2008) ۳۵
جدول(۳-۱) مختصات نقاط مرزی میدان جفیر ۳۹
جدول(۳-۲)خلاصه اطلاعات چاه های میدان نفتی جفیر ۴۴
جدول(۳-۳) پارامترهای مخزن ایلام بالایی ۵۰
جدول(۳-۴)پارامترهای مخزنی زون ایلام اصلی ۵۱
جدول(۳-۵)پارامترهای مخزنی زون ایلام ضعیف ۵۱
جدول(۳-۶)پارامترهای مخزنی زون سروک ۵۳
جدول(۳-۷) پارامترهای مخزنی زون گدوان ۵۵
جدول(۴-۱) مختصات نقاط ابتدایی و انتهایی چاه طراحی شده در زون ایلام بالایی و شاخه های جانبی آن ۷۹
جدول(۴-۲) مختصات نقاط ابتدایی و انتهایی چاه‌های طراحی شده در زون ایلام اصلی و شاخه‌های جانبی آن..... ۸۳

فصل اول

کلیات

۱-۱- مقدمه

افزایش تقاضا برای انرژی در جهان باعث کشف و استفاده از فناوری‌های جدید و مختلفی در صنعت نفت و گاز برای بهبود تولید شده است. همچنین نیاز برای افزایش نرخ تولید از مخازنی که به دلایل مختلف دارای توجیه فنی و اقتصادی نیستند، علت استفاده از فناوری‌هایی مانند، چاه افقی، چاه چند شاخه‌ای و شکست هیدرولیکی چند مرحله‌ای شده است. استفاده از این فناوری‌ها برای شرکت‌های نفتی به امری لازم و ضروری تبدیل شده است، از این میان چاه افقی و چاه چندشاخه‌ای با افزایش سطح تماس چاه با مخزن، افزایش تولید را به دنبال دارد. سبب توجیه استفاده بیشتر از این فناوری‌ها توسط شرکت‌های عملیاتی شده است.

شرکت‌های عملیاتی اغلب جهت بهره‌برداری از چند سازند، مخازن مختلف و یا بخش‌های ایزوله شده یک مخزن، از چاه‌های چندشاخه‌ای استفاده می‌کنند. چاه‌های چند شاخه‌ای برای برداشت از مخازنی با شکستگی‌های طبیعی، سازندها و مخازن لایه‌ای مناسب هستند. چاه‌های زهکشی[1] با زاویه بالا یا افقی چندگانه، شکستگی‌های طبیعی بیشتری را قطع می‌کنند و غالبا تولید بهتری را نسبت به چاه‌های افقی تک حفره‌ای یا شکست هیدرولیکی[2] ایجاد می‌کنند.جانمایی چاه چندشاخه‌ای باید به‌گونه‌ای باشد که حفر چاه‌های افقی یا جهت‌دار مناسب باشد. چاه‌های جهت‌دار، افقی و چند شاخه‌ای سطح تماس حفره چاه را با مخزن افزایش می‌دهند و باعث ایجاد جریان بالاتر در افت فشارهای پایین‌تر نسبت به چاه‌های تک حفره‌ای قائم یا افقی می‌شود(نامجویان، عاقبتی ۱۳۸۷). از جمله دیگر مزایای قابل ذکر در استفاده از این چاه‌های چندشاخه‌ای شامل موارد زیر است.

- کاهش تأثیرات بر محیط زیست
- کاهش ریسک زمین شناسی
- صرفه‌جویی در وقت و هزینه تولید از مخازن غیراقتصادی(مخازن ایزوله یا نازک)

[1] Drain hole
[2] Hydraulic Fracturing

- کاهش احتمال تولید آب یا گاز
- افزایش دبی و برداشت نهایی از مخزن
- کنترل بهتر تزریق و تولید به کمک تجهیزات مناسب
- افزایش بازدهی روشهای ازدیاد برداشت

همچنین در استفاده از این نوع چاه مانند سایر فناوری‌ها در کنار مزایا چالش‌هایی نیز قابل ذکر است که به شرح زیر است.

- بالا بودن خطرات نصب یا تعویض ابزارها در طی عملیات حفاری و یا بعد از تکمیل چاه
- مشکل بودن کنترل تولید ماسه از شاخه‌ها
- مشکل بودن مدل‌سازی و پیش‌بینی به دلیل سیستم پیچیده چاه‌های MRC[1]
- پیچیدگی در ساختمان
- مشکل بودن تحریک[2] و پاکسازی[3] به دلیل وجود پیچیدگی در شاخه‌های چاه(کاظمی، علمشاهی، ۱۳۹۳)

با در نظر گرفتن اهمیت بهینه کردن تولید، کاهش هزینه‌ها و افزایش بازیابی در صنعت نفت چاه چندشاخه‌ای فناوری بهتری نسبت به سایر روش‌ها است. باعث گسترش حفر چاه‌های چند شاخه‌ای شده است. بیش از ۱۰ درصد از ۷۴۰۰۰ چاه حفر و تکمیل شده در سال، همچنین برای ورود مجدد به چاه‌های موجود از این فناوری، استفاده می‌شود (کاظمی، علمشاهی، ۱۳۹۳).

در بعضی میادین، چاه‌های چند شاخه‌ای مزیت‌های بیشتری را نسبت به دیگر فناوری‌ها (مانند چاه‌های قائم و افقی متداول یا شکست هیدرولیکی) دارند. این امر باعث شده از این چاه‌ها به‌منظور حفاری بیش

[1] Maximum Reservoir Contact Wells
[2] Stimulation
[3] Clean-up

از یک مخزن یا سازندهای مختلف استفاده شود و تنها وسیله اقتصادی تولید از قسمت‌های مجزا در یک مخزن و مخازن حاوی ذخیره محدود باشد(West Gard, 2002)(Bosworth eta l998).

اساس حفاری چاه‌های چندشاخه‌ای در دهه ۵۰ میلادی شکل گرفت، اما به دلیل روش‌های ابتدایی حفاری و نبود تجهیزات پیشرفته تکمیل چاه، فقط در بعضی از موارد قابل حفاری و کاربردی بودند(Fraija etal 2002). در دهه ۹۰ با پیشرفت در زمینه حفاری و تکمیل چاه، حفاری چاه‌های چندشاخه‌ای افزایش پیدا کرد. در سال‌های ۱۹۹۲ تا ۱۹۹۶ بیش از ۳۵ حلقه چاه چندشاخه‌ای درکشورهای عربستان، امارات متحده عربی، عمان و قطر حفاری شد(کاظمی، علمشاهی، ۱۳۹۳).

اولین حفاری‌های چندشاخه‌ای توسط شرکت‌های آرامکو[1] و زادکو[2] انجام شد. شرکت زادکو در زمینه حفاری چاه‌های بدون جدار و چندشاخه‌ای، شرکت آرامکو در زمینه حفاری چاه‌های MRC فعالیت داشت. در سال ۲۰۰۲ فعالیت شرکت آرامکو از حفاری در زمینه چاه‌های افقی به حفاری چاه‌های MRC تغییر پیدا کرد. در سال ۲۰۰۳ هشت حلقه چاه MRC در میدان شیبا[3] با شکل‌های مختلف حفاری کرد که در مجموع ۶۷,۴ کیلومتر با مخزن سطح تماس داشتند(MirzaeiPaiaman, Moghadasi, 2009).

۱-۲- ضرورت انجام تحقیق و مطالعات گذشته

کاربرد زیاد چاه‌های چندشاخه‌ای در دنیا نشان دهنده مزایای بی‌شمار فنی و اقتصادی آن است. با مقایسه جایگاه کنونی ایران از نظر به‌کارگیری چاه‌های چندشاخه‌ای نسبت به سایر کشورهای نفت‌خیز، نیاز به استفاده هر چه بیشتر از این فناوری برای توسعه مخازن کشور احساس می‌شود. در برخی از نقاط دنیا استفاده از چاه‌های چندشاخه‌ای یک امر ضروری است. برای نمونه کاربرد این فناوری در

[1] Aramco
[2] ZADCO
[3] Shaybah

دریای شمال به منظور نگهداری سطح تولید و امکان بهره‌برداری اقتصادی از مخازن حاشیه‌ای بخش‌های شمالی مشخص است(Winton etal 1998).

استخراج نفت از زیرزمین یک مشکل و چالش بسیار مهم است. اخیرا تأکید بر استخراج و گسترش مخازن غیر متعارف افزایش یافته است. این مخازن می‌توانند مشکلات انرژی را حداقل برای ۱۰ سال آینده حل کنند. ولی نفوذپذیری کم یکی از مشکلات این دسته مخازن است که نیازمند تعیین صحیح مسیر و محل چاه است. استفاده از روش تئوری (شبیه‌سازی) به جای روش‌های پر هزینه برای تعیین مسیر چاه پیشنهاد می‌شود.

با توجه به محدودیت‌های موجود در حفاری افقی، انحرافی و چندشاخه‌ای مطالعه و ارزیابی دقیق مسیر حفاری در مخزن به‌منظور تعیین بهترین مسیر حفاری جهت افزایش راندمان تولید امری ضروری است.

از جمله شاخصه‌هایی که تقریبا برای تمامی مخازن نفتی و گازی می‌تواند در نظر گرفت غیریکنواختی و ناهمگنی سنگ دربرگیرنده، تغییرات خصوصیات مخزنی چون تخلخل، تراوایی، اشباع آب مواد سیال درون مخزن، درصد رس، فشار سیالات و سطح تماس نفت و گاز با آب در جهات مختلف مخزن است. این تغییرات ناشی از عوامل زمین شناسی مختلفی هستند. در طراحی مسیر چاه‌ها به منظور بهینه‌سازی و افزایش تولید مهم هستند.

همچنین طراحی بهینه مستلزم مطالعات تلفیقی شامل بررسی خصوصیات مخزن زمین‌شناسی، محدودیت‌های عملیاتی و اجرایی حفاری است.

در این راستا شرکت های نفتی و تحقیقاتی اقدام به توسعه ی نرم‌افزارهای کامپیوتری نموده‌اند. امکان بررسی همه جانبه و سریع داده‌های مختلف که از ارزیابی مخزن با روش‌های مختلف به‌دست آمده‌اند، را به طراح می‌دهد. پارامترها و خصوصیات مخزن مربوط به امر طراحی مسیر به صورت مدل‌هایی ارائه می‌شود، باعث افزایش قدرت تحلیل و تصمیم‌گیری می‌شود.

مهم‌ترین و پرهزینه‌ترین بخش اکتشاف و استخراج، حفاری چاه‌های اکتشافی، تحدیدی، توصیفی و توسعه‌ای در یک میدان نفتی یا گازی است. شرکت‌های پیمانکار حفاری، همواره تمام تلاش خود را در جهت بهینه‌سازی عملیات و کاهش هزینه‌های حفر چاه به‌کار می‌برند. با رعایت کلیه استانداردهایی که در حفر یک چاه باید مورد توجه قرار گیرند و در صورتی‌که هزینه صرف شده برای حفر یک متر از چاه به حداقل ممکن رسیده باشد، می‌توان گفت که حفاری به صورت بهینه انجام شده است.

چاهی که از ابتدا در یک ناحیه حفر می‌شود (به دلیل عدم آشنایی با شرایط و مشکلات موجود)، ممکن است هزینه حفاری را تا حدی افزایش دهد ولی در حفر چاه‌های بعدی باید زمان صرف شده جهت حفر چاه و هزینه تمام شده هر متر کاهش یابد تا جایی که هزینه حفر هر متر از چاه در یک مقدار معین ثابت شود. این میزان هزینه به ازای هر متر از چاه، هزینه عملیات حفاری بهینه در آن ناحیه است. البته اگر پیمانکار دیگری در آن ناحیه شروع به فعالیت کند ممکن است باتوجه به سطح دانش، تجربه و پیشرفته بودن تجهیزات مورد استفاده هزینه کمتری صورت گیرد اما بهینه‌سازی حفاری، دستیابی به حداقل هزینه با امکانات و توانایی موجود است.

برای بهینه نمودن عملیات، پیمانکار حفاری باید با انتخاب روش‌های صحیح و طراحی مناسب در مرحله اول سعی کند تا هزینه حفر اولین چاه را به حداقل ممکن برساند و در حفر چاه‌های بعدی هزینه‌ها را به بهترین شکل و کمترین میزان و با صرف حداقل زمان کاهش دهد، تا بتواند ادعا نماید که دارای دانش و تکنیک حفاری بهینه است. بدین منظور از سالیان دور، مطالعه برای شناسایی عوامل و پارامترهای موثر در بهینه‌سازی حفاری شروع شد و شرکت‌های پیمانکار حفاری از تجارب و رکوردهای به دست آمده توسط شرکت‌های خود با افتخار یاد می‌کنند.

در هر پژوهش با توجه به زمان و امکانات، از بین پارامترهای موثر در بهینه سازی چند پارامتر مهم و اصلی انتخاب می‌شود و روش‌هایی جهت بهینه‌سازی حفاری چاه‌ها ارائه می‌شود(رجبی ۱۳۸۲).

ایلیگ[1] و همکاران (۱۹۹۶) معیاری برای تصمیم‌گیری مسیر شاخه‌های جانبی چاه‌های چند شاخه‌ای وابسته به خصوصیات مخزن، تنشهای سنگ و واحدهای تولیدی مخزن ارایه کردند(Ehling etal 1996).

لیم[2] و همکاران (۱۹۹۸) با کمک یک تیم از پرسنل پیمانکار و اپراتور روشی برای طراحی چاه چند شاخه ای در یک مخزن در خلیج بیوبو[3] ارایه کرد. شامل تمامی مراحل طراحی یک چاه از حفاری تا تکمیل بود(Lim etal 1998).

ایتن[4] و همکاران(۲۰۰۲) یک روش کلی برای بهینه سازی ارایه کردند. تابع هدف آن میزان نفت تولیدی یا ارزش خالص فعلی بود. نوع و مسیر چاه به مدل ساخته شده مخزن و تابع هدف وابستگی شدیدی داشت(Yeten 2002).

بادرو[5] و کبیر[6] (۲۰۰۳) از الگوریتم هیبرید ژنتیک برای پیدا کردن مکان بهینه چاه استفاده کردند. تابع هدف در این الگوریتم ارزش خالص فعلی[7] بود. برای بهینه سازی چاه های تزریق آب و گاز افقی و عمودی به مخزن استفاده شد(Badru and Kabir 2003).

چو[8] و همکاران(۲۰۰۵) مطالعاتی بر روی تحلیل کنترل مسیر چاه‌های مختلف انحرافی، افقی، افقی گسترش داده شده و چند شاخه‌ای انجام دادند در این تحقیق پارامترهای مختلف از جمله فشار و زاویه انحراف و نقطه شروع انحراف چاه را بررسی کردند(Choe etal 2005).

[1] Ehlig
[2] Lim
[3] Beibu
[4] Burak
[5] Badru
[6] Kabir
[7] Net Present Value
[8] Choe

جیکوب[1] و همکاران (۲۰۰۷) طرح حفاری و تکمیل چاه چند شاخه‌ای و چاه‌های پیچیده MRC برای میدان HRDH Inc-3 عربستان ارایه کردند. همچنین چالش‌های حفاری و تکمیل چاه این میدان را نیز پوشش دادند(Jacob etal 2007).

اسمیج و همکاران (۲۰۰۹) مطالعاتی بر روی بهینه‌سازی شاخه‌های جانبی چاه‌های چندشاخه‌ای انجام دادند.

امریک[2] و همکاران (۲۰۰۹) مطالعاتی بر روی تعداد، مکان و مسیر چاه‌های تولیدی و تزریقی با استفاده از الگوریتم ژنتیک انجام دادند(Emerick etal 2009).

فارمر[3] و همکاران (۲۰۱۰) مطالعاتی در زمینه مکان بهینه و مسیر بهینه حفاری چاه‌های تولیدی و تزریقی میادین نفتی انجام دادند. یک مدل مخزن نفت شبیه‌سازی شد و برای این مخزن مکان بهینه چاه و همچنین مسیر بهینه حفاری انتخاب شد(Farmer etal 2010).

ابوخمسین[4] و همکاران(۲۰۱۰) از الگوریتم ژنتیک برای بهینه‌سازی طراحی چاه و همچنین مکان چاه در یک میدان استفاده کردند. پس از مدل‌سازی میدان یک چاه با پنج شاخه جانبی برای میدان طراحی کردند. همچنین این میدان پتانسیل برای طراحی چاه‌های پیشرفته را نیز داشت(Abukhamsin etal 2010).

کرامپتون[5] و همکاران(۲۰۱۱) یک قاعده برای بهینه‌سازی چاه‌های چند شاخه‌ای ارایه کردند. برای بهینه سازی شکل چاه، جانمایی چاه و نوع تکمیل از آن استفاده شد(Crumpton etal 2011).

[1] Jacob
[2] Emerick
[3] Farmer
[4] Abukhamsin
[5] Crumpton

ولیسویچ[1] و همکارن (۲۰۱۳) تعامل بین اپراتور و بخش مدیریتی برای طراحی حفاری و تکمیل چاه در میدان دریایی فیلانوسکوگو[2] در شمال دریای کاسپین را تشریح کرد. طراحی انتخاب شده و مراحل طراحی، چالش‌های پیش‌بینی شده و راهکارهای مقابله با آنها را ارایه کردند(Valisevich etal 2013).

ایوکونله[3] و هاشم[4] (۲۰۱۶) مطالعاتی بر روی بهینه سازی چاه‌های چند شاخه‌ای در مخازن ناهمگن انجام دادند. آنها یک قالب برای عملیات گسترش میدان با استفاده کاهش مخاطرات و افزایش بیشترین سود ارایه کردند(Ayokunle and hashem 2016).

۱-۳- اهداف و روش تحقیق

به‌منظور شناسایی کامل‌تر مخزن و توانایی در ارزیابی دقیق تغییرات خواص مخزن از نرم افزارهای مدل‌سازی که ورودی آن‌ها داده‌های مختلف زمین‌شناسی، چاه‌نگاری، ژئوفیزیک و غیره است، استفاده می‌شود.

در این پژوهش ابتدا مطالعاتی در زمینه سابقه موضوع شامل حفاری چاه‌های چندشاخه‌ای و شبیه‌سازی و مدل‌سازی مخزن انجام شده است. در مباحث حفاری چاه‌های چندشاخه‌ای مباحث حفاری و تکمیل چاه‌های چند شاخه‌ای، عملکرد چاه‌های چندشاخه‌ای، بررسی اقتصادی چاه‌های چندشاخه‌ای صورت گرفته است. در مبحث شبیه سازی تقسیم‌بندی مخازن، شرحی در خصوص مدل استاتیکی مخازن داده شده است، جمع‌آوری داده‌های میدان مورد مطالعه، ساخت مدل‌های تخلخل و اشباع آب، مسیرهای مختلف حفاری ترسیم شده، مراحلی هستند در انجام تحقیق انجام شده است. پس از ساخت مدل و ترسیم مسیرهای احتمالی و باتوجه به پارامترهای مدل مسیر بهینه حفاری انتخاب می‌شود.

[1] Valisevich
[2] Filanovskogo
[3] Ayokunle
[4] Hashem

۱-۴- ساختار پایان‌نامه

پایان نامه پیش رو در پنج فصل تنظیم شده است. مطالب ارایه شده در این پنج فصل به شرح زیر است:

در فصل اول کلیات پایان نامه، شامل بررسی موضوع و سابقه تحقیق بررسی شده است.

فصل دوم با معرفی چاه‌های چندشاخه‌ای و تاریخچه این چاه‌ها در جهان و ایران آغاز شده است. در ادامه شکل‌های مختلف این چاه‌ها همچنین مزایا و چالش‌های این فناوری تشریح شده و در بخشی مطالبی در خصوص تکمیل این چاه‌ها ارایه شده و در انتها به بررسی عملکرد و بررسی اقتصادی این چاه‌ها پرداخته شده است.

فصل سوم به معرفی میدان مورد مطالعه و جمع آوری داده‌ای این میدان اختصاص داده شده است. همچنین در این فصل آماده سازی داده‌ها صورت گرفته است.

فصل چهارم مدل‌سازی‌های انجام شده میدان جفیر را نشان داده است. ودر بخش‌های بعدی تعیین محدوده‌ای بهینه حفاری و در نهایت تعیین مسیرهای بهینه حفاری با استفاده از مدل‌های مخزنی ساخته شده، ارایه شده است.

و در فصل پنجم نتیجه گیری و ارایه پیشنهادات گردآوری شده است.

فصل دوم

مقدمه‌ای برحفاری و بهره‌برداری چاه‌های چندشاخه‌ای

۲-۱- مقدمه

افزایش نیاز به فراورده‌های نفتی در جهان، کشورها را برآن داشته که از ذخایر هیدروکربنی خود حداکثر استفاده را بنمایند. یکی از روش‌های سودمند که دست‌یابی به این هدف را میسر می‌کند، به‌کارگیری فناوری چاه‌های چندشاخه‌ای در مخازن نفت و گاز است. در شرایط مناسب، این فناوری به دلیل افزایش سطح تماس چاه با مخزن و همچنین کاهش هزینه های حفاری و تکمیل چاه، منجر به افزایش تولید می‌شود.

۲-۲- چاه‌های چند شاخه‌ای

چاه‌های دارای یک یا بیش از یک شاخه جانبی که کار انتقال مایعات به سطح و یا از سطح را توسط یک چاه مادر[1] انجام می‌دهد، یکی از تعاریف چاه‌های چندشاخه‌ای است. قابل ذکر است که شاخه‌های جانبی می‌توانند به‌صورت افقی و یا عمودی حفاری شوند. حفاری نوع چاه‌های چندشاخه‌ای که با تغییرات شاخه‌های جانبی تغییر می‌کند متناسب با نوع مخزن، انتخاب می‌شود (Taha etal 2011)

۲-۲-۱- تاریخچه چاه‌های چند شاخه‌ای

اولین حفاری انحرافی در سال ۱۹۳۰در آمریکا درساحل هانتینگتون، کالیفرنیا، ایالات متحده امریکا حفاری شد. این چاه از خشکی به سمت ماسه‌های نفتی زیر دریا حفاری شد. بخاطر پیچیدگی کنترل حفاری انحرافی استفاده از آن بسیار کم بود. در سال ۱۹۳۴ در نزدیکی کانرو، تگزاس، ایالات متحده امریکا برای مهار یک چاه از حفاری انحرافی استفاده شد و به‌عنوان روشی برای کنترل فوران چاه‌ها بیان شد و مورد استقبال شرکت‌های نفتی قرار گرفت(Verteuil and McCourt 1998)

[1] Mother Wellbore

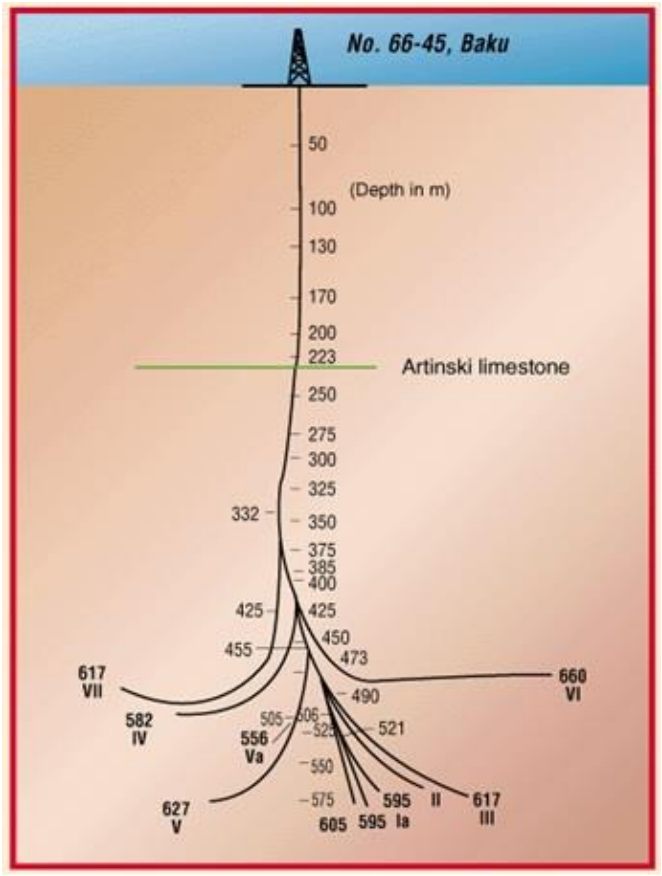
در سال ۱۹۷۸ شرکت الف[1] و آی.اف.پی[2] پروژه‌ای به نام فرهور[3] در میدان دریایی روسپو[4] در دریای آدریاباتیک به طور مشترک انجام دادند. به‌علت توزیع پراکندگی شکاف‌ها در سنگ مخزن که از نوع کربناته شکاف‌دار بود، نرخ تولید چاه‌های عمودی پایین بود و برای افزایش تولید تصمیم به حفر تعدادی چاه افقی آزمایشی گرفت که تولید میدان مذکور به مقادیری بیشتر از حد انتظار رسید(Claude and Gerard 1999).

از اوایل دهه ۸۰ میلادی چاه‌های افقی سهم به‌سزایی در تولید نفت و گاز به‌دست آوردند و ظهور موتورهای درون چاهی در این دهه، راه را برای حفاری اقتصادی این چاه‌ها باز کرد. طبق برآوردهای انجام شده، میزان استخراج نفت با استفاده از چاه افقی نسبت به چاه عمودی حدودا دو تا پنج برابر بیشتر است که همین امر موجب جلب توجه بسیاری از کشورهای نفت خیز برای استفاده هرچه بیشتر از چاه های افقی شد. به عنوان نمونه از سال ۱۹۹۰ تاکنون بیشتر از ده هزار چاه افقی فقط در دو کشور آمریکا و کانادا حفاری شده است. همچنین در طی ۱۵ سال اخیر نسبت تعداد چاه‌های افقی و جهت‌دار به کل چاه‌های حفر شده در دنیا، از سطح بسیار ناچیز به حدود ۵۰ ٪ رسیده است(Joshi and Ding 1996).

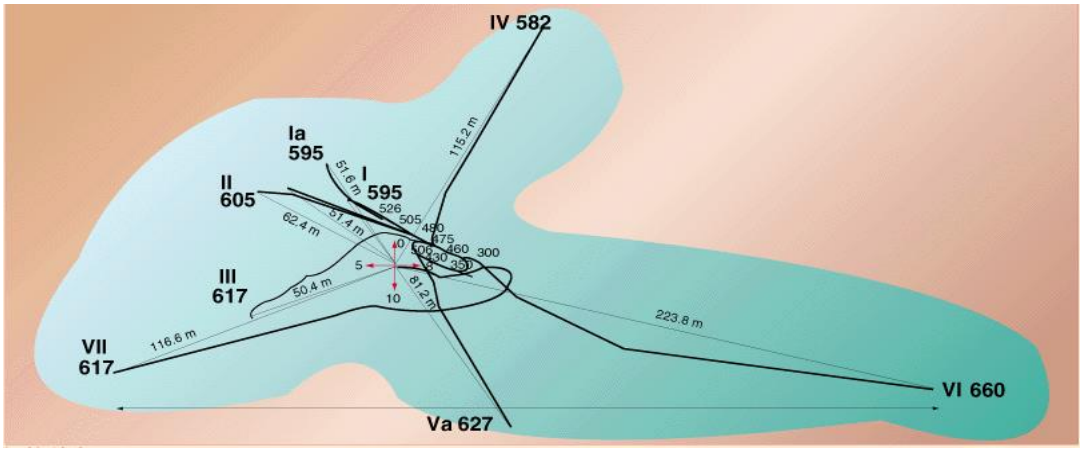
نخستین چاه چند شاخه‌ای(۶۶/۴۵) در سال ۱۹۵۳ توسط الکساندر میخایلویچ[5] در ریف‌های کربناته کربونیفر میدان نفتی باشکیریا[6] در شوروی سابق حفاری شد شکل(۲-۱). این چاه ۹ شاخه جانبی از شاخه اصلی، و سطح تماسی معادل ۵/۵ برابر یک چاه معمولی با مخزن داشت. نرخ تولید این چاه ۱۷ برابر یک چاه عادی با طول مشابه برآورد شد و حفاری آن نسبت به چاه‌های معمولی تنها ۱/۵ برابر

[1] Elf
[2] IFP (Institute of French Petroleum)
[3] FORHOR
[4] Rospo mare field
[5] Alexander Mikhailovich
[6] Bashkiria

افزایش هزینه داشت. شکل(۲-۲) نما از بالای چاه ۶۶,۴۵ را نشان می‌دهد Hill etal (2008)(Bosworth1998).



شکل(۲-۱) اولین چاه چندشاخه‌ای(۶۶/۴۵) در سال ۱۹۵۳، میدان باشکیرا شوروی سابق(Hill etal 2008)



شکل(۲-۲) نما از بالای چاه شماره ۶۶,۴۵ (Hill etal 2008)

در سال ۱۹۹۷ تا ۱۹۹۸ کمیته ای موسوم به TAML[1] تشکیل گردید و استانداردهایی برای حفاری و تکمیل چاه‌های چندشاخه‌ای معرفی کرد. این استانداردها حالت‌های مختلف تکمیل محل تلاقی شاخه‌های جانبی با شاخه اصلی[2] را در شش سطح طبقه بندی کرد. که در ادامه به آن پرداخته خواهد شد(Hill etal 2008).

امروزه پیشرفت فناوری‌هایی که منجر به شناسایی لایه‌های زمین‌شناسی و تعریف دقیق ساختار مخزن می‌شوند، مانند علم لرزه‌نگاری و تفسیر داده‌های به‌دست آمده از چاه‌پیمایی، استفاده از چاه‌های چندشاخه‌ای را توسعه بخشیده است. شناسایی مخازن حاشیه‌ای و لایه‌های نازک هیدروکربنی و همچنین نواحی تخلیه نشده در مخازن بزرگ، متخصصان را به استفاده از چاه‌های چندشاخه‌ای و برخورداری از مزایای بی‌شمار آن ترغیب می‌کند.

۲-۲-۲- فناوری حفاری چاه‌های چندشاخه‌ای در ایران

چاه‌های چندشاخه‌ای در ایران توسط شرکت‌های نفت، فلات قاره و مناطق نفت‌خیز جنوب حفاری شده‌اند. حفاری چاه‌های افقی و چندشاخه‌ای در میدان‌های عملیاتی شرکت نفت فلات قاره باعث افزایش میانگین تولیدی چاه از ۲۳۰۰ به ۳۴۰۰ بشکه در روز شده است. از جمله میدان‌هایی که این نوع حفاری در آن انجام شده است، میدان مشترک سلمان در خلیج فارس بود، که ۷۰ درصد این میدان متعلق به ایران و ۳۰ درصد آن متعلق به امارات است. هر دو کشور از چاه‌های چندشاخه‌ای برای توسعه این میدان استفاده کرده‌اند.

شرکت نفت مناطق نفت‌خیز جنوب اولین چاه چندشاخه‌ای را در سال ۲۰۰۸ در میدان منصوری حفاری کرد. حفاری چندشاخه‌ای در این میدان که در۵۰ کیلومتری جنوب‌شرقی شهر اهواز قرار دارد، سبب افزایش قابل ملاحظه تولید چاه شد.

[1] Technical Advancement of Multi-Laterals
[2] Pilot, Trunk

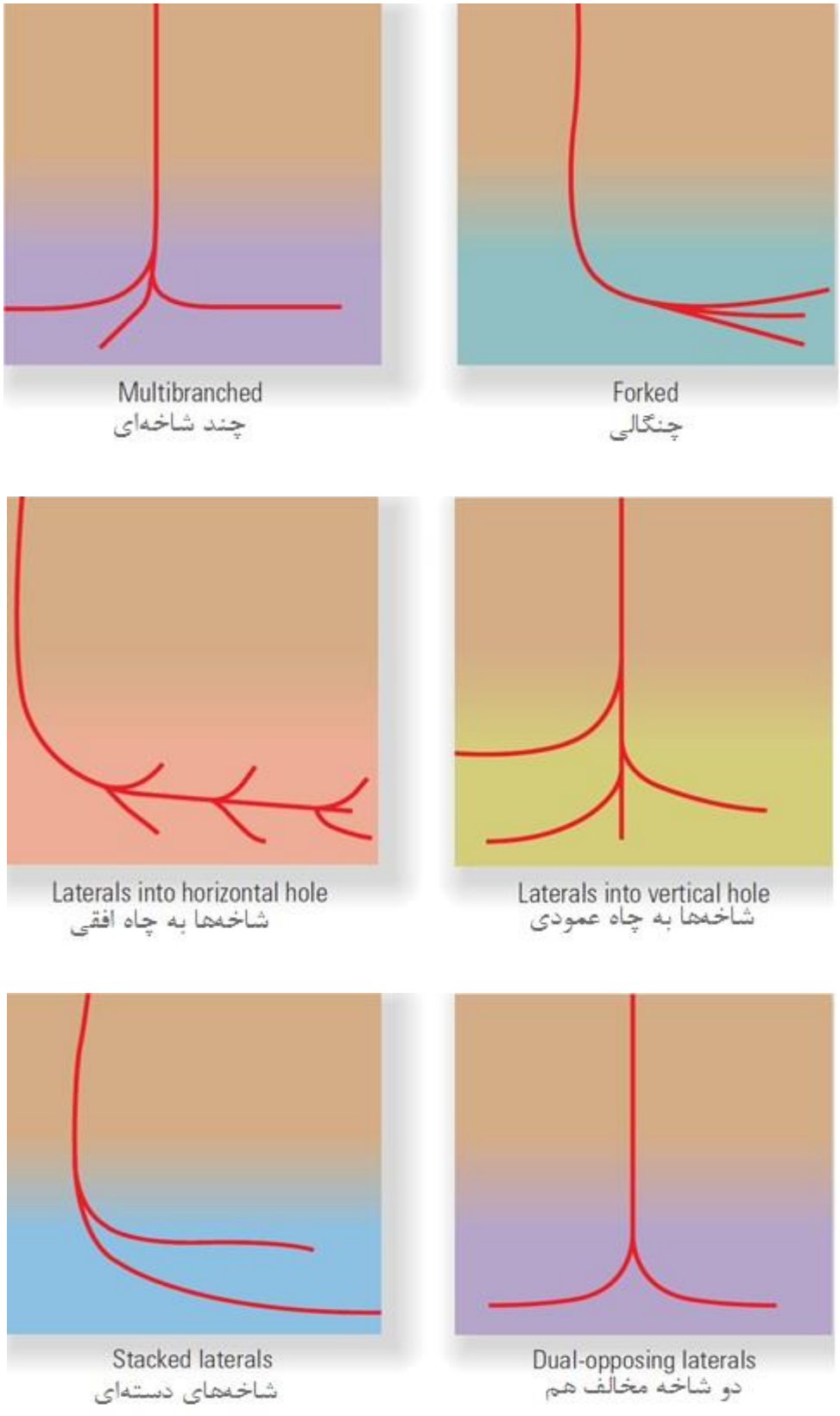
این میدان از شمال غربی در همسایگی میدان نفتی اهواز، از غرب با میدان آب تیمور و از شمال‌شرقی در مجاورت میدان نفتی شادگان قرار دارد. ظرفیت تولید نفت خام میدان منصوری به‌طور متوسط معادل ۱۰۰ هزار بشکه در روز است.

میدان نفتی منصوری در سال ۱۳۴۲ کشف و تولید این میدان از سال ۱۳۵۳ آغاز شد. حجم ذخیره درجای نفت خام میدان منصوری معادل ۳،۳ میلیارد بشکه برآورد می‌شود. طول این میدان در حدود ۳۹ کیلومتر و عرض آن ۵ کیلومتر است. میدان نفتی منصوری از میادین تحت مدیریت شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب است، عملیات تولید از آن توسط شرکت بهره‌برداری نفت و گاز کارون انجام می‌شود.

در سال ۱۳۴۲ با حفاری چاه شماره ۱ میدان منصوری کشف گردید. مخزن آسماری این میدان دارای ابعاد ۳۰ کیلومتر طول و ۳ کیلومتر عرض است. از نظر زمین‌شناسی سازند مذکور به ۸ لایه تقسیم شده است که با توجه به سطح تماس آب و نفت فقط لایه‌های ۱، ۲ و ۳ در ناحیه نفتی مخزن قرار گرفته‌اند. تاکنون ۱۶ حلقه چاه روی این مخزن حفر گردیده است. در حال حاضر تولید نفت از این مخزن حدود ۱۱۰ بشکه در روز است(ماهنامه علمی- ترویجی اکتشاف و تولید نفت و گاز ۱۳۸۲).

۲-۲-۳- آرایش چاه‌های چند شاخه‌ای

چاه چندشاخه‌ای یک چاه اصلی است که یک یا چند شعبه از آن چاه اصلی انشعاب شده است. ممکن است یک چاه اکتشافی، چاه توسعه ای، یا ورود مجدد به یک چاه موجود باشد. همچنین ممکن است یک چاه عمودی چاه با شاخه‌های فرعی یا یک چاه افقی توسعه یافته پیچیده با چندین شاخه و زیرشاخه باشد. شکل‌های عمومی چاه‌های چندشاخه‌ای شامل: چندشاخه‌ای، چنگالی، چاه با چندین شاخه از یک چاه افقی اصلی، چاه با چندین شاخه از یک چاه عمودی اصلی، چاه با شاخه‌های دسته‌ای، چاه با دو شاخه مخالف هم، در شکل(۲-۳) نشان داده شده است.



شکل(۲-۳) آرایش چاه‌های چند شاخه‌ای(Bosworth 1998)

۲-۲-۴- اهداف، کاربرد و مزایا

چاه‌های چندشاخه‌ای اکنون در قسمت‌های مختلف جهان به‌کار گرفته می‌شوند. اهداف عمده‌ای که از به‌کارگیری این چاه‌ها مد نظر است، یکی افزایش سطح زهکشی که باعث بهبود برداشت هیدروکربن می‌شود و دیگری به حداقل رساندن هزینه حفاری از طریق به اشتراک گذاشتن شاخه مادر است. حفر چاه چندشاخه‌ای از طریق افزایش سطح تماس مخزن و چاه منجر به تسریع بازیافت نفت از طریق برداشت اولیه می‌شود. همچنین استفاده از این نوع چاه‌ها خطر مخروطی شدن[1] آب و گاز و عواقب ناشی از آن را تا حد زیادی کاهش می‌دهد. از نظر هزینه‌های حفاری چاه نیز طبق برآوردهای صورت گرفته، حفر یک چاه چندشاخه‌ای به جای چند چاه افقی در یک مخزن می تواند تا ۴۰ درصد هزینه حفاری را کاهش دهد (Hill etal 2008)

استفاده از چاه‌های چند شاخه‌ای در برخی شرایط خاص بسیار مفید و گاهی نیز ضروری است. به عنوان نمونه برای توسعه برخی از میدان‌های دریایی که دارای سکوهایی با تعداد محدودی اسلات[2] برای حفر چاه هستند، نیاز به حفر چاه‌های چندشاخه‌ای امری ضروری است. همچنین در مواردی که حفر چاه مستلزم ایجاد مسیر و زیرساخت‌هایی برای دست‌یابی به محل حفاری است، مانند مناطق باتلاقی و غیر قابل دسترس، استفاده از چاه‌های چندشاخه‌ای کمک به‌سزایی در کاهش هزینه‌ها خواهد نمود. در این گونه موارد استفاده از چاه چند شاخه‌ای باعث کاهش تجهیزات سطحی مورد نیاز و در نتیجه کوچک شدن سایز سکوها و ساختارهای مورد نیاز برای حفاری می‌شود؛ که کاهش قابل توجه هزینه ها را در بر خواهد داشت.

در بعضی میدان‌ها، فناوری چندشاخه‌ای مزیت‌های بیشتری به دیگر فناوری‌های تکمیل (مانند چاه‌های قائم و افقی متداول یا شکست هیدرولیکی[3])دارد. چاه‌های چندشاخه‌ای برای برداشت از مخازنی با

[1] Water Coning
[2] Slot
[3] Hydraulic Fracturing

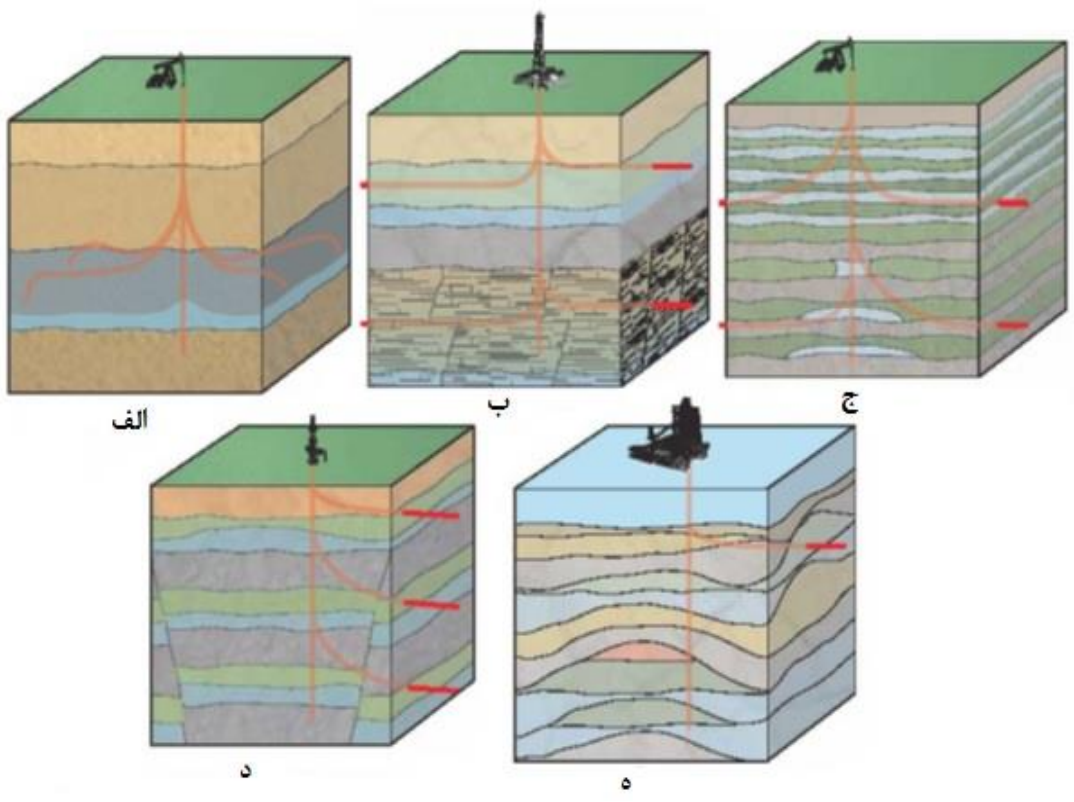
شکستگی‌های طبیعی، سازندها و مخازن لایه‌ای مناسب است، چاه‌های زهکشی[1] با زاویه بالا یا افقی چندگانه، شکستگی‌های طبیعی بیشتری را قطع می‌کنند و غالبا تولید بهتری را نسبت به چاه‌های افقی تک حفره‌ای یا عملیات شکست هیدرولیکی ایجاد می‌کنند. یک چاه چندشاخه‌ای باید در جایی مد نظر قرار گیرد که حفر چاه‌های افقی یا جهت‌دار مناسب باشد. چاه‌های جهت‌دار یا افقی چندشاخه‌ای ایجاد جریان بالاتری را در افت فشارهای پایین‌تر، نسبت به چاه‌های تک‌حفره‌ای قائم یا افقی می‌دهند(Bosworth1998). چاه‌های چندشاخه‌ای افت فشار اصطکاکی هنگام تولید را با پخش جریان ورودی در میان دو یا چندشاخه‌های جانبی کوچک‌تر کاهش می‌دهند. برای مثال شاخه‌های جانبی فشار اصطکاکی را در مقایسه با یک چاه افقی تک حفره‌ای که نرخ تولید و سطح تماس یکسانی را دارند، کاهش می‌دهند. چاه‌های چندشاخه‌ای نیاز به سرمایه‌گذاری اولیه بیشتری در تجهیزات دارد، اما به طور موثری با کاهش حفاری تعداد چاه‌های مورد نیاز، هزینه کل و همچنین هزینه‌های توسعه را همانند هزینه عملیاتی کم می‌کنند. همچنین این چاه‌ها سایز پلاتفرم‌های خشکی و تاثیرهای زیست محیطی ناشی از عملیات حفاری را کاهش می‌دهند. توسعه اقتصادی مخازن نفت سنگین به‌علت تحرک کم نفت و فاکتورهای بازدهی محدود است، برای مخازن حاوی نفت سنگین یا کم‌تحرک، حفره‌های زهکشی جانبی مزایایی را شبیه به عملیات شکست هیدرولیکی در زون‌های گازی با نفوذپذیری کم دارد. شاخه‌های جانبی افقی، افت فشار را هنگام تولید کاهش می‌دهد. تزریق بخار را در این مخازن گسترش می دهد شکل(۲-۴-الف). در مخازن با تراوایی و شکستگی طبیعی کم، شاخه‌های افقی شکستگی‌های بیشتری را قطع می‌کنند و اگر جهت شکستگی‌ها مشخص باشد حالت دو شاخه مخالف هم بهینه‌ترین آرایش حفاری چاه است شکل(۲-۴-ب). در زون‌ها و مخازن لایه‌ای یا سازندهای ناهمگن، شاخه‌های جانبی تولید را با اتصال چند زون مجزا افزایش می دهند شکل(۲-۴-ج). تولید از چند زون، نرخ تولید را ثابت نگه داشته، عمر اقتصادی چاه‌ها و میدان‌ها را افزایش می‌دهد. در بلوکی که در آن حفر یک چاه تک حفره ای قابل توجیه نیست، عملیات تکمیل به وسیله روش چندشاخه‌ای می تواند بخش های

[1] Drain hole

مختلف مخزن را به یکدیگر متصل کند. با استفاده از چاه‌های چندشاخه‌ای می‌توان از مخازن تحت تاثیر محیط رسوب گذاری، دیاژنز سازند و گسل‌ها به چند قسمت تقسیم شده‌اند، بهره برداری و تولید داشت شکل(۲-۴-د). چاه‌های چندشاخه‌ای، توسعه مخازن کوچک و همچنین میادینی که تولید از آنها با چاه‌های قائم و افقی معمولی امکان‌پذیر نیست را امکان‌پذیر می‌کند(شکل۲-۴-ه) (Fraija2002).

چاه‌های با شاخه‌های جانبی چندگانه برای بهره‌برداری از مخازن زیر مناسب هستند:

- مخازن نفت سنگین
- مخازن کم تراوا یا دارای شکستگی‌های طبیعی کم
- سازندها و مخازن لایه ای
- هیدروکربن‌های موجود درساختارهای جداگانه یا ساختارهای چینه ای مختلف
- مخازنی که افت فشار دارند



شکل(۲-۴) حفر چاه‌های چندشاخه‌ای در مخازن مختلف و کاربرد آنها (Fraija2002)

حفاری شاخه جانبی در چاه‌های موجود باعث می‌شودکه تولید اضافی هیدروکربن بدون کم شدن تولید اولیه صورت گیرد. این استراتژی، نرخ جریان از یک چاه را توسعه داده و تعداد ذخایر قابل بازیافت دارای تولید اقتصادی را افزایش می‌دهد(Mike Jordan et al,2002).

شاخه‌های جانبی چند گانه به اصلاح زهکشی مخزن در پروژه‌های تزریق آب یا بخارکمک می‌کند، همچنین برای کنترل مخازنی که دارای جریان داخلی آب یا گازهستند از چاه‌های چندشاخه‌ای استفاده می‌شود .شاخه‌های جانبی چندگانه با طول‌های متغیر در لایه‌های مختلف، حرکت قائم هیدروکربن و بازیابی ذخیره هیدروکربن را افزایش می‌دهند(Bosworth1998).

امروزه از چاه‌های چندشاخه‌ای برای اکتشاف و نمونه‌گیری در تعیین کیفیت مخازن افقی و مقدار سطحی آنها و تله‌های چینه‌شناسی نیز استفاده می‌شود. توصیف مخزن با طراحی دو یا چند شاخه جانبی انشعابی از یک حفره اصلی، وسعت بیشتری از یک منطقه را می‌توان اکتشاف نمود. این روش انعطاف‌پذیری را در حین توصیف مخزن افزایش می‌دهدکه این عمل توسط هر شاخه جانبی طراحی شده بر اساس اطلاعات گرفته شده از حفاری حفره اصلی و شاخه‌های جانبی پیشین انجام می‌شود(Vij etal 1998).

۲-۲-۵- چالش‌های فناوری چندشاخه‌ای

هر فناوری جدید، خطرات و پیچیدگی‌های گوناگونی دارد. بنابراین علاوه برکاربردهای آن باید چالش‌های آن را نیز ذکر کرد. این چالش‌ها شامل موارد زیر است.

۱. افزایش ریسک حفاری
۲. سخت بودن ورود به حفرات جانبی به منظورانجام عملیات
۳. سخت بودن کنترل حفاری حین حفرحفره های جانبی
۴. دشواری تخلیه چاه ازکنده های حفاری
۵. امکان از دست دادن حفره اصلی و یا حفرات جانبی انتهایی(Bosworth et al, 1998).

۲-۲-۶- چاه‌های پیشرفته MRC

چاه‌های پیشرفته MRC نوع جدیدی ازچاه‌های چندشاخه‌ای هستند که هر روز توجه بیشتری به آنها معطوف می‌شود و استفاده از آنها به‌طور مشخص در خاورمیانه در حال رشد است. چاه‌های MRC با ترکیب حفاری چاه‌های چندشاخه‌ای و ERH[1] ایجاد می‌شوند. همان‌طور که از نام آن مشخص است، هدف، ایجاد بیشترین سطح تماس با مخزن است به‌نحوی‌که یک چاه MRC بتواند با استفاده از شاخه‌هایش حجم عظیمی از مخزن را پوشش دهد.

طبق تعریف، چاه MRC به چاهی یک شاخه یا چندشاخه گفته می‌شود که در مجموع، بیش از ۵کیلومتر با مخزن تماس داشته باشد. این چاه‌ها نیز دارای مزیت‌ها و چالش‌های چاه‌های چندشاخه‌ای هستند. به‌طورکلی، ایده استفاده از این چاه‌ها دست‌یافتن به اهداف زیر است(Dossary and Mahgub 2003).

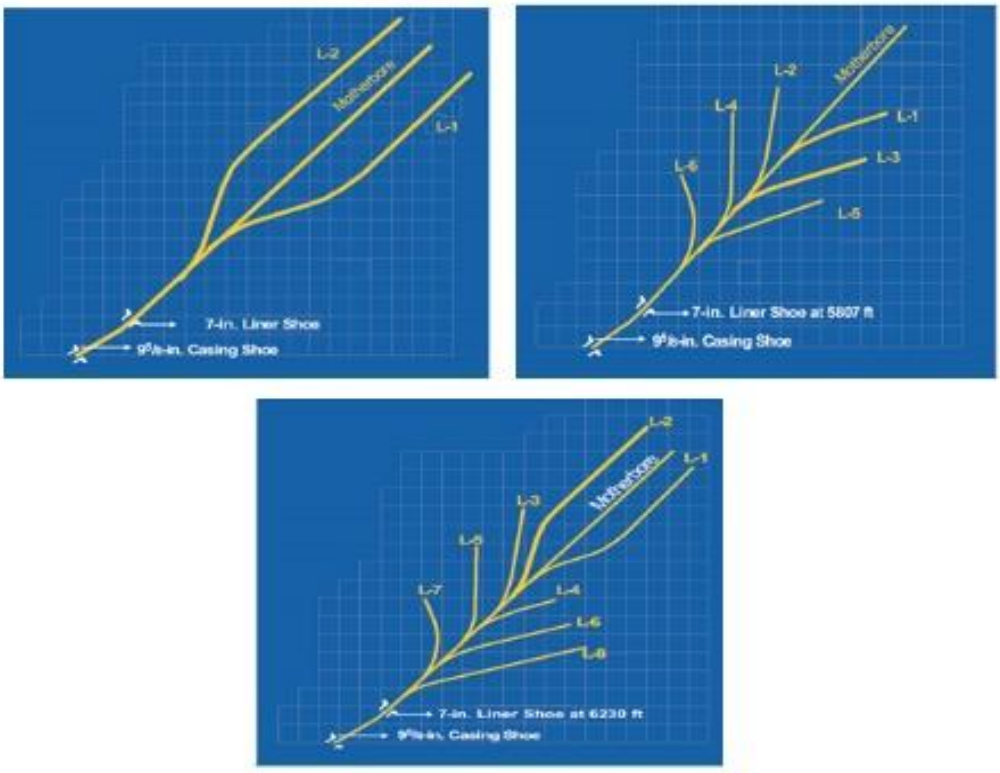
- بهبود تولید با ایجاد بیشترین سطح تماس با مخزن
- کاهش تعداد چاه‌ها و تجهیزات سطحی
- کاهش هزینه هر فوت حفاری ($/ft.) و تولید هر بشکه نفت ($/bbl.)
- تولید حداکثری از فضاهای محدود شده مخزن

انواع مختلف چاه‌های MRC از جمله شکل چنگالی و استخوان ماهی حفر شده‌اند که این چاه‌ها می‌توانند دارای جدار یا بدون جدار باشند. این چاه‌ها به صورت زیر تعریف می‌شوند:

نوع چنگالی یک چاه مادر که دو شاخه از آن حفاری شده است، نوع استخوان‌ماهی یک چاه مادر که شاخه‌هایی از آن حفاری شده است. در یک مورد، شرکت آرامکو از ترکیب شکل چنگالی و استخوان‌ماهی استفاده کرد و طولانی‌ترین سطح تماس با مخزن را به طول ۱۲,۳کیلومتر حفاری کرد. این ساختارها در شکل(۲-۵) نشان داده شده است. چگونگی به‌کار بردن شکل‌های مختلف چاه‌های MRC بستگی به تأثیر آنها بر عملکرد مخزن دارد(Dossary and Mahgub 2003). برای مثال چاه‌های MRC در نواحی

[1] Extended Reach Horizontal

با تراوایی کم، جهت به حداقل رساندن افت فشار و به حداکثر رساندن ضریب جاروب[1] لازم است. حفاری هر شاخه از چاه MRC باید به‌گونه‌ای باشد که شاخه‌های حفاری شده قبلی توسط خرده‌های حفاری بسته نشوند. همچنین، فاصله این شاخه‌ها و نواحی مشبک‌کاری شده باید به‌نحوی انتخاب شود که از تداخل تولید جلوگیری کند. در این چاه‌ها به‌دلیل سطح تماس طولانی با مخزن، تخلخل و تراوایی ممکن است تغییر کند و در بعضی قسمت‌ها آب یا گاز به جای نفت به دهانه چاه وارد شود، به‌همین دلیل چاه باید به‌گونه‌ای حفاری و تکمیل شود که بتوان تولید از هر شاخه را در آینده کنترل کند. در این چاه‌ها جهت کنترل میزان تولید از هر شاخه، از شیرها و پکرهای هوشمند[2]، انواع مختلف کاهنده[3] و زانوی انحراف[4] استفاده می‌شود (Mubarak et al 2009).



شکل(۲-۵) ساختار چنگالی استخوان ماهی و ترکیب چنگالی استخوان ماهی چاه‌های MRC در یک چاه باز[5]
(Dossary and Mahgub 2003)

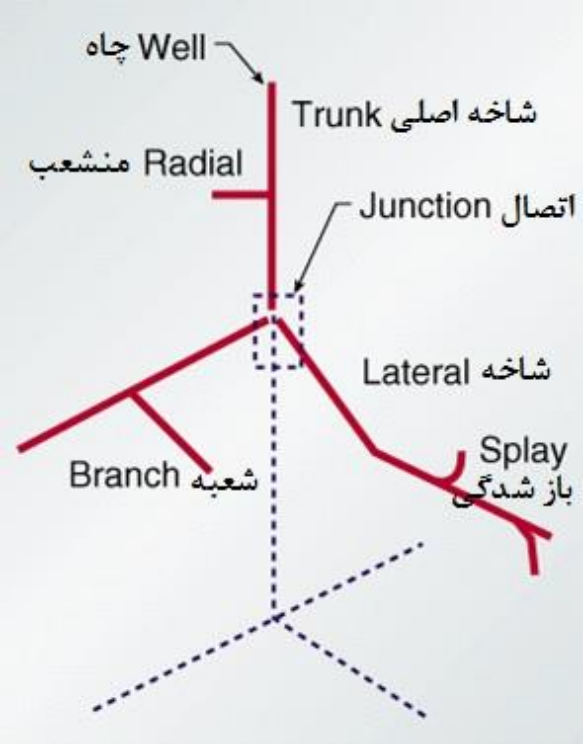
[1] Sweep Efficiency
[2] Intelligent Packers
[3] Choke
[4] Whip stokes
[5] Open Hole

۲-۳- حفاری و تکمیل چاه

فناوری حفاری چاه چندشاخه‌ای به حفاری و تکمیل یک یا بیشتر از یک چاه یا شاخه‌های جانبی از یک چاه مادر تعریف می‌شود. افزایش نرخ جریان، کاهش هزینه هر فوت حفاری و همچنین بهینه سازی سکوی نفتی فرم تنها برخی از مزایای حفاری چندشاخه‌ای است. در شکل(۲-۶) اصطلاحاتی که در مطالعه چاه‌های چندشاخه‌ای قابل تعریف است نشان داده شده است.

حفاری یک چاه چندشاخه‌ای متفاوت از حفاری چاه‌های متداول است، و نیازمند دانش و آگاهی کافی در این زمینه است. حفاری چندشاخه‌ای ترکیبی از حفاری عمودی، افقی و جهت دار، با روش‌های خاصی برای حفاری شاخه‌های جانبی است. به طور کلی فرآیند حفاری یک چاه چندشاخه‌ای سه مرحله اصلی دارد که عبارتند از:

- حفاری شاخه اصلی: مشابه حفاری چاه های عمودی است البته در برخی شرایط به علت نیاز به نصب تجهیزات خاصی، شاخه اصلی با قطر بیشتری حفاری می‌شود.
- منحرف کردن چاه از شاخه اصلی: مهم‌ترین قسمت عملیات حفاری چاه چند شاخه‌ای است، وجه تمایز این فناوری با سایر چاه‌ها به‌شمار می‌رود. این فرآیند ممکن است در قسمت حفره باز چاه و یا از داخل لوله جداری آغاز شود که هرکدام روش خاصی دارد.
- حفاری شاخه‌های جانبی: مشابه حفاری چاه‌های افقی معمولی است. کنترل دقیق مسیر شاخه‌های جانبی یکی از موارد مهم در حفر چاه چندشاخه‌ای است که تاثیر زیادی بر عملکرد تولیدی چاه خواهد داشت.



شکل(۲-۶) اصطلاحات چاه‌های چندشاخه‌ای(Hill etal 2008)

۲-۳-۱- حفاری شاخه‌های جانبی

منحرف نمودن مته حفاری از شاخه اصلی به منظور شروع حفاری شاخه‌های جانبی، ممکن است در چاه باز و یا از داخل لوله جداری آغاز گردد. در حالت چاه باز، منحرف کردن مته معمولا به یکی از سه روش زیر انجام می شود(Taylor and Russell 1997).

۱- استفاده از جت مته یا موتور درون چاهی و طوقه خمیده[1] برای حفاری و ایجاد یک زبانه شاخه جانبی از شاخه اصلی که این روش کندی است و بیشتر در سازندهای نرم مورد استفاده قرار می گیرد.

۲- نصب یک پلاگ سیمانی[2] در شاخه اصلی و سپس شروع انحراف جهت حفر شاخه جانبی. همچنین برای کنترل انحراف از طوقه خمیده استفاده می‌شود.

[1] Bent sub
[2] Cement plug

۳- نصب یک پکر[1] و زانوی انحراف در چاه برای هدایت مته حفاری در جهت تعیین شده که دقیق‌ترین روش انحراف چاه است و مسیر انحراف قابل کنترل است. همچنین برای کاهش زمان حفاری، زانوی انحراف به ابزار حفاری وصل می‌شود تا وقفه‌ای در حفاری پیش نیاید.

در حالت انحراف چاه از داخل لوله جداری[2] ، ابتدا قسمتی از لوله جداری که محل شروع انحراف چاه است، با مته سوراخ می‌شود. سپس با قرار دادن پلاگ سیمانی یا زانوی انحراف قابل بازیافت در داخل چاه، با استفاده از موتور درون چاهی و طوقه خمیده عملیات انحراف چاه انجام می‌شود.

از این روش برای اضافه کردن شاخه‌های جانبی به چاه‌هایی که قبلا حفاری شده‌اند استفاده می‌شود. روش دیگری برای چاه‌هایی تازه حفر شده وجود دارد. در این روش لوله جداری قبل از قرار دادن در داخل چاه در قسمت مورد نظر سوراخ می‌شود. پس از آن سوراخ ایجاد شده با مواد نرم که به راحتی قابل حفاری است پر شده در داخل چاه قرار داده می‌شود. با این روش زمان حفاری کاهش می‌یابد، و نیاز به استفاده از مته‌های گران‌قیمت برای سوراخ کردت لوله جداری نیست. هر چند ممکن است به دلیل مقاومت کم مواد استفاده شده در برابر فشار، مشکلاتی در حین عملیات سیمان کاری چاه بروز نماید.

پس از منحرف نمودن مته حفاری از شاخه اصلی، عملیات حفاری همانند حفاری چاه‌های جهت‌دار است و مسیر چاه با استفاده از طوقه خمیده به زاویه دلخواه تغییر می‌یابد. تغییرات زاویه چاه که وابسته به زاویه طوقه خمیده است، با استفاده از پارامتری بیان می‌شود که نرخ زاویه سازی نام دارد و با استفاده از رابطه زیر به‌دست می‌آید(Hill etal 2008).

$$R_b = \frac{18000}{\pi r_c}$$

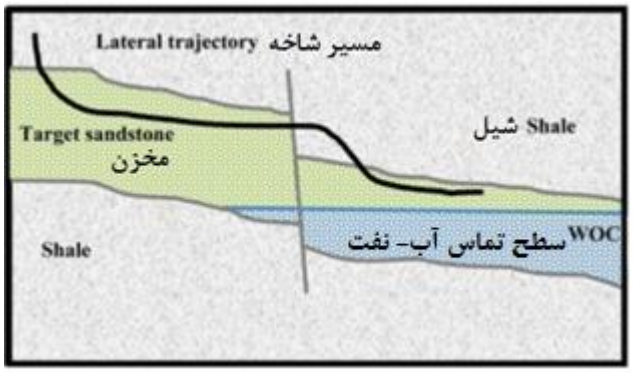
(۱-۲)

[1] Packer
[2] Casing

در رابطه بالا R_b نرخ زاویه سازی، r_c شعاع انحنای چاه، واحد آن درجه در صد فوت است.

چاه‌های انحرافی از نظر شعاع انحراف چاه(r_c)در سه گروه بلند، متوسط و کوتاه دسته‌بندی می‌شوند. هرچه شعاع انحنا، کمتر باشد، حفاری چاه مشکل‌تر خواهد بود(Winton 1998).

ژئواسترینگ[1]، هدایت مسیر چاه با استفاده از اطلاعات زمین‌شناسی در حین حفاری است. استفاده موثر از قابلیت حفاری مخازن پیچیده چاه‌های چندشاخه‌ای وابستگی شدیدی به ژئواسترینگ دارد. استفاده از ابزار چاه‌پیمایی در حین حفاری LWD[2]، نگاره گل حفاری، تجزیه و تحلیل اطلاعات چاه در محل حفاری موجب بهبود حفاری چند شاخه‌ای شده است. باعث هدایت مته حفاری در بهترین مسیر ممکن به‌منظور عبور از نواحی با حداکثر اشباع نفت و مناسب‌ترین تراوایی می‌شود. شکل(۲-۷) نمونه‌ای از کاربرد این فناوری را نشان می‌دهد(Hill etal 2008).



شکل(۲-۷) دنبال روی شاخه جانبی با برخورد به گسل (Hill etal 2008)

۲-۳-۲- تکمیل نقطه اتصال

تکمیل چاه چندشاخه‌ای با چاه‌های عمودی تفاوت زیادی دارد. از تنوع زیادی برخودار است. تکمیل چاه نقطه اتصال شاخه‌های جانبی به شاخه اصلی مهم‌ترین قسمت چاه چندشاخه‌ای است. همچنین هزینه و زمان تکمیل چاه به نوع سطح تکمیل چاه بستگی دارد.

[1] Geosteering
[2] Logging While Drilling

چاه‌های چند شاخه‌ای براساس تعریف TAML[1] در شش سطح دسته بندی می‌شوند که در شکل(۲-۸) نشان داده شده است. طبق شکل (۲-۸) ساده ترین نوع تکمیل چاه سطح اول است که به صورت چاه باز بوده و لوله جداری تا قبل از نقطه اتصال نصب شده است. نصب لوله جداری و آستری[2] و همچنین سیمان‌کاری سطوح بالاتر تکمیل چاه نسبت به سطح اولیه کامل‌تر است. سطوح بالاتر از نظر جدایش جریان‌های تولیدی با فشارهای مختلف، پایداری دهانه چاه و کنترل تولید ماسه شرایط بهتری را فراهم می‌کنند. سطوح پایین تکمیل چاه فاقد این مزایا است. اما هزینه تکمیل آنها خیلی کمتر از سطوح بالاتر است(Harber etal 2008).

سطح اول: شاخه اصلی و شاخه‌های جانبی به صورت چاه باز هستند و یا توسط لوله آستری که از قبل مشبک کاری شده تکمیل شده‌اند.

سطح دوم: شاخه اصلی جدار گذاری و سیمان کاری شده، ولی شاخه‌های جانبی به‌صورت چاه باز یا با آستری از قبل مشبک کاری، تکمیل شده‌اند.

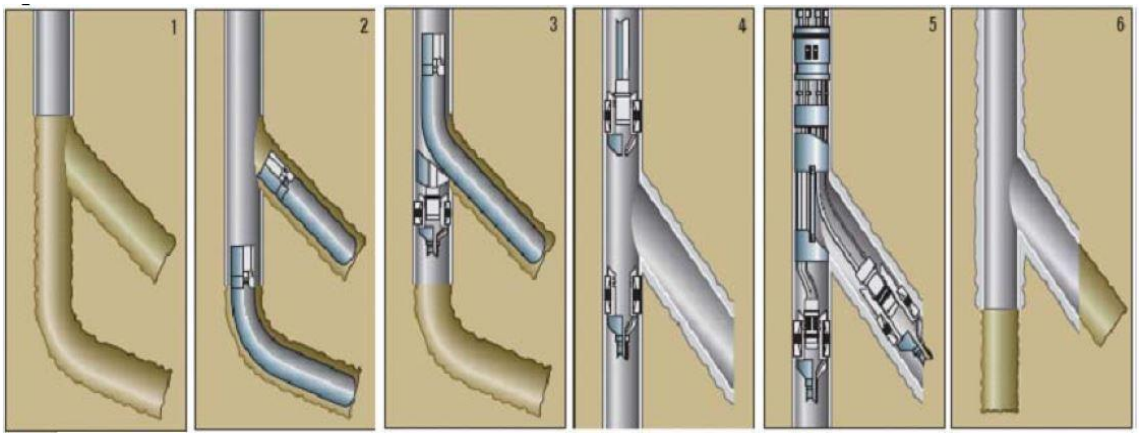
سطح سوم: شاخه اصلی جدار گذاری و سیمان کاری شده، شاخه‌های جانبی توسط لوله جداری تکمیل ولی سیمان کاری نشده‌اند.

سطح چهارم: شاخه اصلی و شاخه‌های جانبی تکمیل و سیمان کاری شده‌اند.

سطح پنجم: تکمیل شاخه‌ها مانند سطح چهارم است. هریک از شاخه‌ها دارای لوله مغزی مجزا بوده که توسط مجرابند از بالای نقطه اتصال آویزان می‌شوند. ممکن است در محل بالای نقطه اتصال لوله Y شکل به همدیگر متصل شوند.

[1] Technology Advancement for Multi-Laterals
[2] Liner

سطح ششم: لوله جداری پیش از رانده شدن داخل چاه به صورت چند شاخه‌ای طراحی شده است. بنابراین لوله های جداری در نقطه اتصال یکپارچه است. در این نوع تکمیل چاه اگر قطر شاخه اصلی به اندازه کافی برای راندن لوله جداری چند شاخه‌ای بزرگ نباشد. لوله جداری مورد نظر با استفاده از مواد شکل پذیر مخصوص



شکل(۲-۸) سطح بندی TAML چاه‌های چندشاخه‌ای(Harber etal 2008)

در سایز کوچکتر طراحی و داخل چاه رانده می‌شود. سپس با استفاده از فشار هیدرولیکی وارده لوله جداری به سایز دلخواه در محل مناسب قرار می‌گیرد.

انتخاب سطح تکمیل چاه به عوامل مختلفی بستگی دارد که شامل موارد زیر است:

۱- ساختار مخزن[1]: از چاه‌های چندشاخه‌ای برای بهره برداری هم‌زمان از یک و یا چند مخزن مجزا استفاده می‌شوند. بهره‌برداری از سازندهای مختلف با خصوصیات متفاوت (از قبیل فشار، نوع سیال، تخلخل، تراوایی و غیره) و امکان ترکیب تولید شاخه‌های جانبی در شاخه اصلی از جمله مواردی است که در تکمیل چاه باید در نظر گرفته شود. در صورتی‌که تمامی شاخه‌ها در یک مخزن، یا در مخازنی با خصوصیات مشابه قرار گرفته باشند. نیاز به صرف هزینه اضافی و استفاده از سطوح بالاتر تولید نخواهد

[1] Reservoir Structure

بود. اما اگر خصوصیات مخزنی و شرایط سیال در هریک از شاخه‌های جانبی تفاوت زیادی داشته باشد جدا کردن شاخه‌های تولیدی با استفاده از سطح بالاتر تکمیل چاه نیاز است.

۲- پایداری چاه: آسیب‌پذیرترین قسمت یک چاه چندشاخه‌ای نقطه اتصال[1] است که در صورت عدم طراحی صحیح پس از مدتی دچار ناپایداری و ریزش می‌شود. طراحی چاه چندشاخه‌ای طوری انجام می‌شود که نقاط اتصال در سازندهایی با مقاومت بالا و پایداری مناسب قرار گیرد. در صورت ناپایداری سازند از سطوح تکمیل بالاتر استفاده می‌شود.

۳- جدایش فشاری در نقطه اتصال: با گذشت زمان و تخلیه یک ناحیه نفت در یکی از شاخه‌ها افت فشار اتفاق می‌افتد. طراحی چاه باید به نحوی باشد که در صورت وقوع از سطوح بالاتر تکمیل استفاده شود و از به‌وجود آمدن جریان‌های درون چاهی[2] جلوگیری شود.

۴- مدیریت تولید و تزریق: در طول دوره تولید چاه بر حسب شرایط مختلف نیاز به متوقف کردن تولید در یک یا چند شاخه است. به‌عنوان نمونه میتوان به تولید آب یا گاز اضافی در شاخه‌های جانبی اشاره کرد. همچنین ممکن است پس از گذشت مدتی از دوره تولید، یک یا چند شاخه جانبی برای تزریق گاز یا آب به مخازن در نظر گرفته شود. در این شرایط استفاده از سطوح بالاتر تکمیل پیشنهاد می‌شود.

۵- قابلیت دسترسی مجدد به چاه[3]: ورود مجدد به چاه در طول دوره تولید، به‌منظور انجام عملیات تعمیر یا تحریک چاه لازم است. در صورتی‌که چاه به صورت چاه باز تکمیل شده باشد، ورود مجدد به شاخه‌های جانبی با محدودیت‌هایی روبرو خواهد بود. اما سطوح بالاتر تکمیل چاه قابلیت دسترسی مجدد به شاخه‌های جانبی امکان پذیر است.

[1] Junction
[2] Cross Flow
[3] Well Re-entry

۲-۳-۳- تکمیل شاخه‌های جانبی

تکمیل شاخه های جانبی مشابه چاه‌های افقی بوده و به نوع تکمیل نقطه اتصال و شرایط تولید بستگی دارد. تکمیل چاه به‌صورت چاه باز، در سطوح پایین‌تر تکمیل چاه و در سازندهای مقاوم استفاده می‌شود. درصورت محتمل بودن تولید ماسه، از آستری مشبک کاری شده یا توری مخصوص در سطوح پایین تکمیل چاه استفاده می‌شود. تکمیل توسط لوله جداری و مشبک کاری درون چاه، تنها در چاه‌هایی با سطح تکمیل بالاتر از ۴ مقدور است.

۲-۴- بررسی عملکرد چاه‌های چندشاخه‌ای

پیش بینی عملکرد چاه‌های چندشاخه‌ای به دلیل تولید هم‌زمان از چند شاخه و اشتراک گذاری تولید شاخه‌ها از یک شاخه اصلی، مسأله پیچیده‌ای است. مدل‌سازی جریان سیال از مخزن به چاه، مدل‌سازی جریان در شاخه‌ها و همچنین مدل‌سازی جریان در قسمت منحنی چاه و شاخه اصلی در این چاه‌ها مدنظر است. برای پیش بینی عملکرد چاه‌های چندشاخه‌ای مدل‌های تحلیلی، نیمه تحلیلی و مدل‌های عددی مطرح می‌شوند(Salas etal 1996).

هرچند استفاده از مدل‌های تحلیلی برای پیش بینی عملکرد چاه‌های چندشاخه‌ای روش سریع و ساده‌ای است اما محاسبات انجام شده معمولا دقت کافی ندارند. همچنین مدل‌های عددی و نیمه تحلیلی ارائه شده نیز ضعف‌هایی دارند. امروزه مناسب‌ترین روشی که می‌تواند در زمان مناسب برآورد واقعی عملکرد چاه‌های چندشاخه‌ای را ارائه کند، استفاده از نرم افزارهای شبیه‌سازی است(مسیحی۱۳۹۱).

نرم‌افزارهای تجاری قدرتمند قابلیت شبیه‌سازی انواع چاه‌های چندشاخه‌ای را دارند. در این نرم‌افزارها نیز برای اینکه اثر جریان درونریز مخزن بر یکدیگر در نظر گرفته شود، چاه به قسمت‌های کوچک‌تر تقسیم می‌شوند. افت فشار سیال در هرکدام از این قسمت‌ها در نظر گرفته می‌شود و در آخر برآورد دقیقی از تولید چاه به‌دست می‌آید.

مزیت دیگر نرم‌افزارهای شبیه‌سازی در این است که با کمک آنها می‌توان نرخ تولید را در زمان‌های مختلف پیش‌بینی نمود و تولید تجمعی چاه را تا لحظه توقف تولید آن به‌دست آورد. در این صورت محاسبات بازیافت نهایی چاه در طول دوره تولید امکان‌پذیر خواهد بود. می‌توان آن را با روش‌های دیگر مقایسه کرد.

۲-۵- بررسی اقتصادی چاه‌های چندشاخه‌ای

در تمامی پروژه‌هایی که برای توسعه میادین نفتی و گازی انجام می‌شود پارامترهایی برای سود بخشی پروژه بررسی می‌شوند. بررسی این پارامترها از نظر کمی می‌تواند از بین روش‌های مختلف روشی را برای توسعه میدان مورد نظر در پیش گرفت که بیشترین سود را داشته باشد. این پارامترها عبارتند از(Hill etal 2008):

- افزایش سرعت تولید
- افزایش ذخایر
- کاهش هزینه کلی[۱]
- کاهش هزینه عملیاتی[۲]
- کاهش ریسک و عدم قطعیت

برای استفاده از چاه‌های چند شاخه ای نیز لازم است پیش از شروع پروژه سودبخشی آن ارزیابی شود. برای این منظور لازم است هر یک از پارامترهای ذکر شده برای چاه‌های چند شاخه ای ارزیابی شود و با سایر روش‌های ممکن مقایسه گردد.

[1] CAPEX
[2] OPEX

۲-۵-۱- افزایش سرعت تولید

چاه‌های چندشاخه‌ای به دلیل بهره‌برداری از لایه‌های مختلف و افزایش سطح تماس چاه با مخزن باعث افزایش سرعت تولید می‌شوند. در چاه‌های عمودی افزایش سرعت برداشت مستلزم افزایش فشار محرکه[1] تولید در چاه است. این امر منجر به افزایش ریسک مخروطی شدن آب یا گاز در مخزن می‌شود. در چاه‌های افقی و چندشاخه‌ای خطر مخروطی شدن آب و گاز کمتر است و تولید با سرعت بیشتری انجام می‌شود. همچنین استفاده از چاه‌های چندشاخه‌ای و افقی امکان تزریق گاز یا آب به مخزن را با سرعت بیشتری جهت استفاده از فرآیند ازدیاد برداشت فراهم می‌کند. با افزایش نرخ تزریق به مخزن، نرخ تولید نفت در چاه‌های تولیدی نیز افزایش می‌یابد.

۲-۵-۲- افزایش ذخایر

استفاده از چاه‌های چندشاخه‌ای امکان بهره‌برداری از مخازن حاشیه‌ای و کوچکی که حفاری چاه جدید در آنها مقرون به صرفه نیست، را فراهم می‌کند. نمونه های زیادی وجود دارد که چاه‌های چند شاخه ای به‌منظور بهره برداری از سایر قسمت‌های مختلف مخزن به‌کار گرفته شده و ازاین طریق به افزایش ذخایر هیدروکربنی کمک نموده است. در ذیل به ذکر یک نمونه از این موارد پرداخته شده است.

یکی از میادین نفتی مهم در دریای شمال، میدان نفتی اوسبرگ[2] است که در سال ۱۹۷۹ کشف شد. حفاری چاه‌های عمودی و افقی از روی سکوهای دریایی به سمت سه مخزن اصلی اوسبرگ، روناک[3] و اتیو[4] تاسال ۱۹۹۶ برای توسعه این میدان استفاده می‌شد. این درحالی بود که از مدت‌ها قبل، به وجود تجمعات نفتی در یک لایه ماسه سنگی در اطراف مخزن پی برده شده بود؛ اما نصب سکوی جدید و یا اختصاص دادن یک اسلات در سکوهای موجود، برای حفر چاه در این لایه از نظر اقتصادی ممکن نبود. در سال ۱۹۹۷ با حفاری یک چاه دو شاخه ای سطح ۴، امکان بهره‌برداری اقتصادی از این لایه فراهم

[1] Pressure draw down
[2] Oseberge
[3] Ronach
[4] Etive

شد، به‌طوری که شاخه اصلی به سمت مخزن اصلی و شاخه جانبی به سمت لایه ماسه سنگی منحرف شد(Hovda etal 1966).

۲-۵-۳- کاهش هزینه‌ها

اشتراک‌گذاری یک شاخه اصلی برای چند شاخه تولیدی در یک چاه چندشاخه‌ای، موجب کاهش یافتن هزینه های حفاری می‌شود. در یک چاه چند شاخه ای، فاصله نقطه اتصال شاخه ها تا سطح زمین، ممکن است عددی بالای ۱۰۰۰۰ فوت باشد در حالی که طول شاخه‌ها معمولا عددی بین ۱۰۰۰ تا ۵۰۰۰ فوت است. لذا بیشترین طول حفاری شده مربوط به شاخه اصلی است که به‌علت مشترک بودن آن برای چندین شاخه فرعی، هزینه کلی توسعه میدان به شدت کاهش می‌یابد. به طور کلی عواملی که باعث کاهش هزینه‌های تولید می‌شوند شامل(Hill etal 2008):

- کاهش طول حفاری شده
- کاهش حجم کنده‌های حفاری[1]
- کاهش تجهیزات سطحی مورد نیاز
- افزایش سرعت حفاری و توسعه سریع‌تر مخازن
- کاهش هزینه‌های تکمیل چاه

هزینه حفاری چاه‌های چندشاخه‌ای بسیار متغیر بوده و به عواملی مانند تعداد شاخه‌ها و سطح تکمیل چاه بستگی دارد. در جدول (۲-۱) بر اساس آمار موجود سال ۲۰۰۳ کاربرد سطوح مختلف چاه‌های چندشاخه‌ای در دنیا و میزان هزینه برای هر نقطه اتصال شاخه جانبی به شاخه اصلی به‌طور تقریبی نشان داده شده است.

[1] Cutting

جدول(۲-۱) کاربرد چاه‌های چندشاخه‌ای در دنیا و میزان هزینه برای هر نقطه اتصال(Hill etal 2008)

سطح تکمیل چاه	میانگین تعداد کاربرد در دنیا	میانگین قیمت برای هر نقطه اتصال(دلار)
۱	۲۵۰۰	>۲۰۰۰۰
۲	۱۰۰۰	۲۸۰۰۰-۵۰۰۰۰
۳	۳۵۰	۷۵۰۰۰-۲۰۰۰۰۰
۴	۱۷۰	۸۰۰۰۰-۴۰۰۰۰۰
۵	۴۰	۵۰۰۰۰۰-۱۳۰۰۰۰۰
۶	۱۶	۱۶۰۰۰۰-۱۰۰۰۰۰۰

۲-۵-۴- تحلیل مخاطرات

چاه‌های چند شاخه ای در محل جدایش شاخه‌ها بسیار آسیب‌پذیرند. با از دست رفتن محل اتصال در یک چاه چندشاخه‌ای هم شاخه اصلی و هم شاخه‌های جانبی از بین خواهند رفت. از طرفی تجربه حفاری این چاه‌ها نشان می‌دهد، بیشترین موارد از دست رفتن چاه در مراحل پایانی و یا در هنگام تکمیل نمودن چاه رخ می‌دهد. تمامی موارد ذکر شده نشان می‌دهد که از دست رفتن چاه هزینه زیادی به صاحبان پروژه تحمیل می‌کند. و بررسی اقتصادی آنها باید با روش‌های دقیقی انجام شود.

فصل سوم

محدوده مورد مطالعه و اطلاعات مخزنی

۳-۱- مقدمه

در این فصل در ابتدا موقعیت جغرافیایی میدان مورد مطالعه توضیح داده شده است و در ادامه راه‌های دسترسی و همچنین موقعیت میدان نسبت به سایر میادین منطقه مشخص شده است. در قسمت بعدی ویژگی‌های زمین‌شناسی میدان مورد مطالعه بحث شده، همچنین سازندهای زمین شناسی در این منطقه توضیح داده شده است. در قسمت آخر جزئیات زون‌های سازندهای میدان توضیح داده شده است.

۳-۲- موقعیت جغرافیایی و زمین شناسی منطقه مورد مطالعه

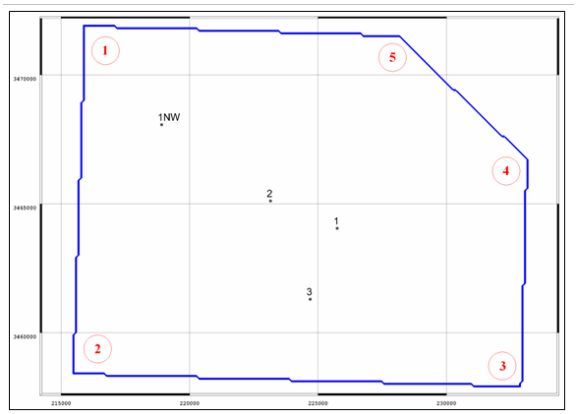
۳-۲-۱- موقعیت جغرافیایی میدان نفتی جفیر

میدان نفتی جفیر[1]، در بخش شمالی ناحیه دشت آبادان در جنوب غرب ایران استان خوزستان، در ۹۵ کیلومتری شمال شهر خرمشهر و ۵۰ کیلومتری غرب اهواز قرار دارد شکل(۳-۱). نام جفیر کلمه‌ای عربی است که از نام دهکده جفیر در نزدیکی این میدان اقتباس شده است. راه رسیدن به میدان جفیر جاده‌ی اصلی آبادان- اهواز است.

شکل(۳-۱) موقعیت محدودهٔ میدان نفتی جفیر و راه‌های دسترسی به میدان جفیر در جنوب غربی ایران(مطالعه زمین شناسی میدان ۱۳۸۸)

[1] Jufeyr oil field

به‌طور کلی منطقه دشتی است صاف و پهناور که در حدود ۱۵ تا ۳۰ متر بالاتر از سطح دریا قرار دارد. بیشتر زمین‌های این بخش زمین‌های کشاورزی هستند. شکل(۳-۲) مختصات مرزهای میدان جفیر و در جدول (۳-۱) مختصات جغرافیایی نقاط مرزی ارایه شده است. تاقدیس جفیر با روند ساختاری شمالی‌غربی- جنوب شرقی فاقد ساختمان سطحی است و براساس خطوط لرزه‌نگاری بدست آمده از نقشه سطوح هم‌تراز سرسازند سروک، طول این میدان تقریباً ۵۰ کیلومتر و عرض آن تقریبا ۷/۵ کیلومتر برآورد شده است(گزارش شماره پ -۴۲۸۶). ساختمان جفیر در شرق ساختمان آزادگان و شمال شرق ساختمان کوشک واقع شده است. این میدان در بین میادین دارخوبین (درشمال میدان دارخوبین)، امید، آب تیمور، سوسنگرد، آزادگان (۳۰ کیلومتری میدان آزادگان) و کوشک در ایران و میادین مجنون، نهرعمر و زبیر در عراق واقع شده است شکل(۳-۲).



شکل(۳-۲) نقاط مرزهای میدان جفیر(مطالعه زمین شناسی ۱۳۸۸)

جدول(۳-۱) مختصات نقاط مرزی میدان جفیر(مطالعه زمین شناسی ۱۳۸۸)

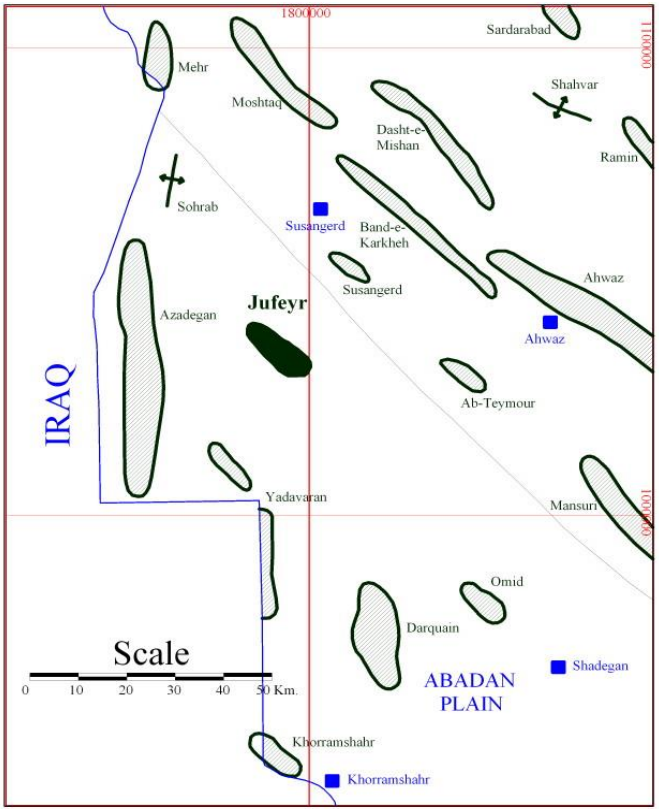
نقاط	مختصات UTM	
	عرض جغرافیایی	طول جغرافیایی
۱	۳,۴۷۱,۹۱۲	۲۱۵,۸۸۱
۲	۳,۴۵۸,۴۲۳	۲۱۵,۴۸۲
۳	۳,۴۵۸,۱۲۳	۲۳۲,۸۶۴
۴	۳,۴۶۶,۷۱۶	۲۳۳,۱۶۴
۵	۳,۴۷۱,۵۱۲	۲۲۸,۱۶۹

۳-۲-۲- راه دسترسی به منطقه مورد مطالعه

مسیر دسترسی به میدان جفیر، از طریق جاده اهواز به خرمشهر و فرعی به سمت مرز ایران – عراق و یا از طریق جاده اهواز به آبادان است شکل(۳-۲).

۳-۲-۳- ویژگی‌های ساختمانی میدان نفتی جفیر

به علت پوشیده شدن منطقه با رسوبات عهد حاضر طبقات زمین‌شناسی در این ناحیه برونزد ندارند. بنابراین ساختمان میدان توسط عملیات ژئوفیزیکی کشف و باتوجه به نقشه‌های زیرزمینی تهیه شده است. جفیر تاقدیسی است متقارن و کشیده که مانند بیشتر میدان‌های نفتی واقع در پهنه زاگرس این میدان نیز دارای روند شمال‌غربی- جنوب‌شرقی است این تاقدیس دارای شیب ملایم بر روی یال‌هاست و از نظر گسل خوردگی ساختمانی سالم است. تاقدیس جفیر دارای حالت گنبدی شکل باشیب ملایم به طرفین است. این ساختار برروی افق گدوان دارای برجستگی بوده که توسط یک زین از هم جدا شده‌اند ولی در افق‌های بالاتر مانند(سروک) این حالت زین اسبی وجود ندارد و تنها یک برجستگی قابل تشخیص است. میزان بستگی افقی و عمودی تاقدیس برروی افق ایلام به ترتیب ۷۳/۷۵ کیلومتر مربع و ۷۵ متر است. برروی افق گدوان به ترتیب ۷۲ کیلومتر مربع و۹۰ متر بوده و میزان بستگی افقی وعمودی این ساختار بر روی افق فهلیان به ترتیب ۶/۵ کیلومترمربع و۷۰ متر است(گزارش شماره پ - ۴۲۸۶).



شکل(۳-۳) موقعیت میدان جفیر در دشت آبادان در جنوب غربی ایران (شرکت ملی نفت ۱۹۸۷).

۳-۲-۴- چینه شناسی میدان جفیر

از آنجایی که سازندهای حفاری شده در میدان جفیر رخنمون نداشت به ناچار از داده‌های حاصل از حفاری اکتفا شد، این سازندها به ترتیب از قدیم به جدید شامل ویژگی‌های زیر هستند:

گروه خامی (کرتاسه پایین) که تقریبا عمیق‌ترین مخازن نفتی جنوب غربی ایران و قدیمی‌ترین سنگ‌های مخزنی فروافتادگی دزفول هستند. گروه خامی با ضخامت بیش از ۱۵۰۰ متر در این ناحیه به وسیله شیل‌های سازند کژدمی از مخازن گروه بنگستان جدا می‌شوند (مطیعی ۱۳۷۴). گروه خامی به سبب عمق زیاد در فروافتادگی دزفول و مشکلات حفاری در حین عبور از لایه‌های شیلی، ریسک حفاری را در این گروه بالا برده است. در کرتاسه میانی (آلبین-تورنین)، رسوب‌گذاری در جهت شمال غربی- جنوب شرقی، در ادامه همان حوضه رسوبی کرتاسه زیرین صورت گرفته است. رسوب‌گذاری در این زمان تحت تأثیر بالا آمدگی‌ها و حرکات زمین ساختی فرسایشی قبل و حین تورنین بوده و آهک‌های

کم عمق سروک در سنومانین نهشته شده‌اند، در حالی که در کف این آهک‌ها، ردیفی از مادستون-وکستون مربوط به سواحل پلاتفرمی دریای عمیق دیده می‌شود. یک بالا آمدگی در اواخر سنومانین ایجاد شده است و ماسه سنگ‌های آلبین گسترش پیدا کرده‌اند. متخلخل‌ترین بخش سازند سروک در میدان جفیر قرار دارد.

در زمان کرتاسه بالایی پس از فاز فرسایشی تورنین و در طی زمان کنیاسین، یک پیش‌روی در روی نواحی لرستان اتفاق افتاده(شیل‌های لافان - سورگاه) و در بخش مرکزی فروافتادگی دزفول سازند کربناته ایلام (معادل سازند سورگاه) با رخساره‌های دریایی کم‌عمق گسترس یافته است. در میانه سانتونین، تمامی حوضه بوسیله رسوبات گورپی پرشده و تا زمان مایستریشتین ادامه داشته است.

مقطع پایینی گورپی نشان دهنده بازگشت به محیط عمیق‌تر و شرایط آرام‌تر آب است، بخش تیارات در میدان جفیر به‌نحو بسیار خوبی گسترش پیدا کرده که نشان دهندهٔ بالاآمدگی در این ساختمان است. (NIOC 1978).

۳-۲-۵- گسترش جغرافیایی سازند ایلام

این سازند قبلا به صورت قسمتی از آهک بنگستان، قسمتی از آهک هیپوریت دار، قسمتی از آهک لشتگان، قسمتی از آهک کرتاسه میانی و قسمتی از آهک رودیست‌دار محسوب می‌شد.

در جنوب غربی ایران سازند ایلام دارای دو رخساره یکی عمیق در لرستان و دیگری رخساره کم عمق در فروافتادگی دزفول و فارس است. ولی در هر حال هر دو رخساره نیز در نواحی یاد شده اخیر دیده می‌شوند. در شرق لرستان، فارس مرکزی و ارتفاعات زاگرس آهک‌های سازند ایلام تبدیل به ردیف شیلی می‌شوند و این‌که آن‌ها را باید سورگاه به حساب آورد یا گورپی قابل تشخیص نیست. علت این است که، دو سازند در یک زون زیستی قرار می‌گیرند. در لرستان سازند آهکی ایلام به صورت همساز بر روی شیل‌های سازند سورگاه قرار دارد در حالی‌که به سوی نواحی جنوب شرقی با ناهمسازی فرسایشی بزرگ بر روی سازند سروک قرار گرفته است. در چنین شرایطی، تفکیک سازندهای ایلام و سروک در سطح زمین دشوار است و لذا هر دو واحد تحت عنوان بنگستان نقشه برداری شده اند. در هر صورت به علت

وجود هیاتوس بزرگ در سطح این ناهمسازی فرسایشی، تفکیک این دو سازند تنها با کمک دیرینه‌شناسی میسر است. در نواحی شرق فروافتادگی دزفول یک زون هوازده در راس سازند ایلام معین گردیده است (مطیعی ۱۳۷۲).

سازند ایلام در میدان جفیر از انواع اجزای اسکلتی[1]، دانه‌های غیراسکلتی[2]، سیمان‌های کلسیتی، میکریتی و دولومیت‌های اولیه و ثانویه تشکیل شده است:

۳-۳- تاریخچه حفاری در میدان جفیر

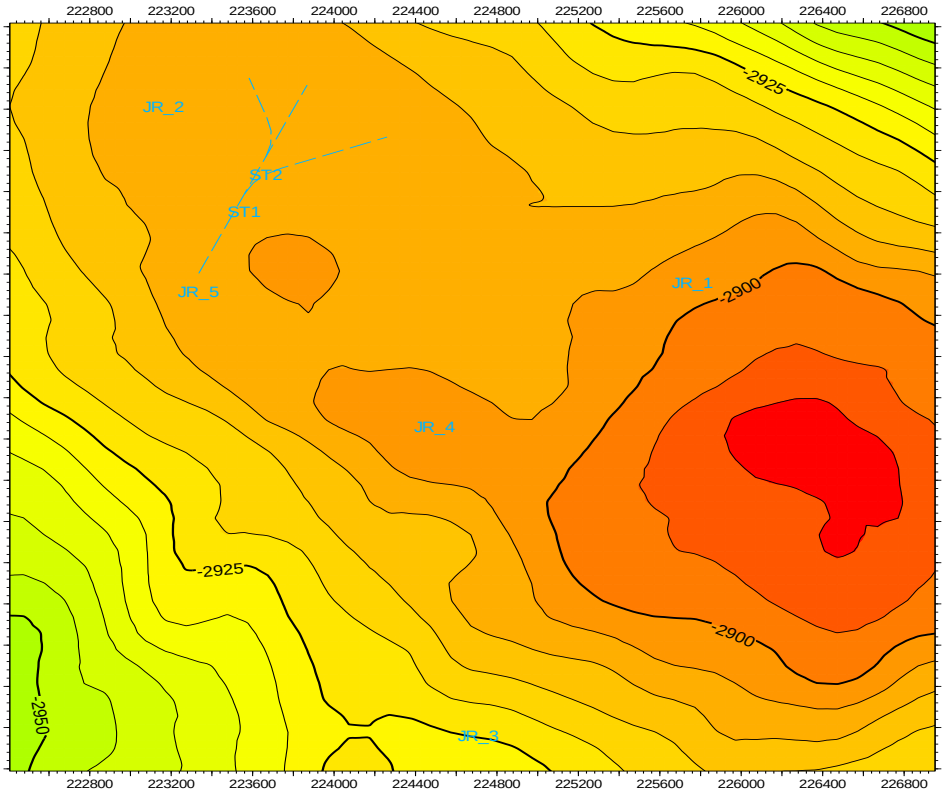
اکتشاف میدان نفتی جفیر در سال ۱۳۵۵توسط شرکت دمینکس[3]، با حفر چاه‌های ۱ و ۲ میدان و به‌وسیله مطالعات لرزه‌ای صورت گرفت. سازندهای قابل تولید این میدان سازندهای ایلام و سروک و همچنین مخازن متعدد ماسه‌سنگی سازند گدوان هستند. چاه شماره یک در سال ۱۹۷۵ میلادی توسط شرکت دمینکس و تا عمق ۴۲۶۲ متری حدود ۱۰۰ متر درون سازند گدوان حفاری شد. ولی به علت مشکلات ناشی از فوران درون چاهی سازند گدوان چاه به حالت تعلیق درآمد. چاه شماره دو میدان در سال ۱۹۷۶ میلادی توسط شرکت دمینکس و تا عمق ۴۴۵۵ متری درون سازند فهلیان حفاری گردید، اما به‌علت وجود خرده‌های آهن در چاه و گیر کردن لوله‌ها پس از ایمن‌سازی رها گردید(گزارش شماره پ-۴۲۸۶). حفاری چاه جفیر ۳ در سال ۱۹۷۷ میلادی توسط شرکت دمینکس و تا عمق نهایی ۴۳۸۹ متری درون سازند فهلیان حفاری و پس از آزمایش سازندهای گدوان، کژدمی، سروک، ایلام و گورپی به‌صورت معلق رها گردید. مرحله دوم عملیات حفاری این چاه در سال ۱۳۷۲ شمسی توسط مدیریت اکتشاف شروع گردید و تا عمق نهایی۴۵۱۲ متری در سازند فهلیان ادامه یافت(گزارش شماره پ-۳۳۸۵). حفاری چاه شماره ۴ درسال ۱۳۸۶ آغاز و تا ۲۵ متر داخل سازند گرو با عمق نهایی ۴۸۷۵متر حفاری گردید و هدف اصلی این چاه بررسی توان هیدروکربوری سازند فهلیان و هدف فرعی آن بررسی مجدد سازندهای بنگستان، ماسه سنگ‌های بورگان و زبیر و بخش آهکی گورپی بود(گزارش زمین

[1] Skeletal Grains
[2] Non-Skeletal Grains
[3] Deminex

شناسی چاه اکتشافی جفیر۴). عملیات حفاری چاه شماره ۵ در روز ۲۹ خرداد سال ۱۳۸۸ آغازگردید. این چاه نزدیک به محور مرکزی بین چاههای شماره ۱، ۲ و ۳ میدان جفیر قرار گرفته است. به‌صورت دو شاخه و با هدف کسب اطلاعات مخزنی در افق‌های مختلف و نهایتا تولید نفت از سازند ایلام مخزن بنگستان حفر گردید. خلاصه اطلاعات چاه‌های میدان جفیر در جدول (۳-۲) تنظیم شده است.

جدول(۳-۲)خلاصه اطلاعات چاههای میدان نفتی جفیر

شماره چاه	تاریخ آغاز حفاری	عمق نهایی (متر)	سازند	وضعیت فعلی چاه
چاه ۱	۱۹۷۵میلادی	۴۲۶۲	گدوان	تعلیق
چاه ۲	۱۹۷۶میلادی	۴۴۵۵	فهلیان	بعد از ایمن سازی رها گردید
چاه ۳	۱۹۷۷میلادی	۴۵۱۲	فهلیان	تعلیق
چاه ۴	۱۳۸۶شمسی	۴۸۷۵	فهلیان	اکتشافی
چاه ۵	۱۳۸۸ شمسی	۳۲۰۱	سروک	تولیدی از ایلام



شکل(۳-۴) موقعیت چاه‌های حفاری شده در میدان جفیر

۳-۴- توصیف مخزن

سازند ایلام به عنوان قسمتی از مخزن بنگستان در نظر گرفته می شود و از آنجا که قسمتی از قاعده این سازند در محیط ساحلی و ساحلی رودیستی شکل گرفته، از تخلخل بالائی برخوردار است چنان که در میدان های اهواز، آب تیمور و منصوری دیده می شود گاهی نیز سازند ایلام در دامنه بلندی‌های قدیمی که به صورت جزایری وجود داشت رسوب کرده است(مطیعی ۱۳۷۲).

پس از سازند آسماری، سازندهای گروه بنگستان (شامل کژدمی، سروک، سورگاه و ایلام) دومین افق تولیدی جنوب غربی ایران به حساب می آیند . هنگامی که سازند های ایلام و سروک غیر قابل تفکیک هستند مانند فروافتادگی دزفول و یا در صورتی‌که با وجود قابل تفکیک بودن دارای سطح سیالات مشترک باشند مخازن ایلام و سروک مخزن بنگستان نامیده می‌شوند .

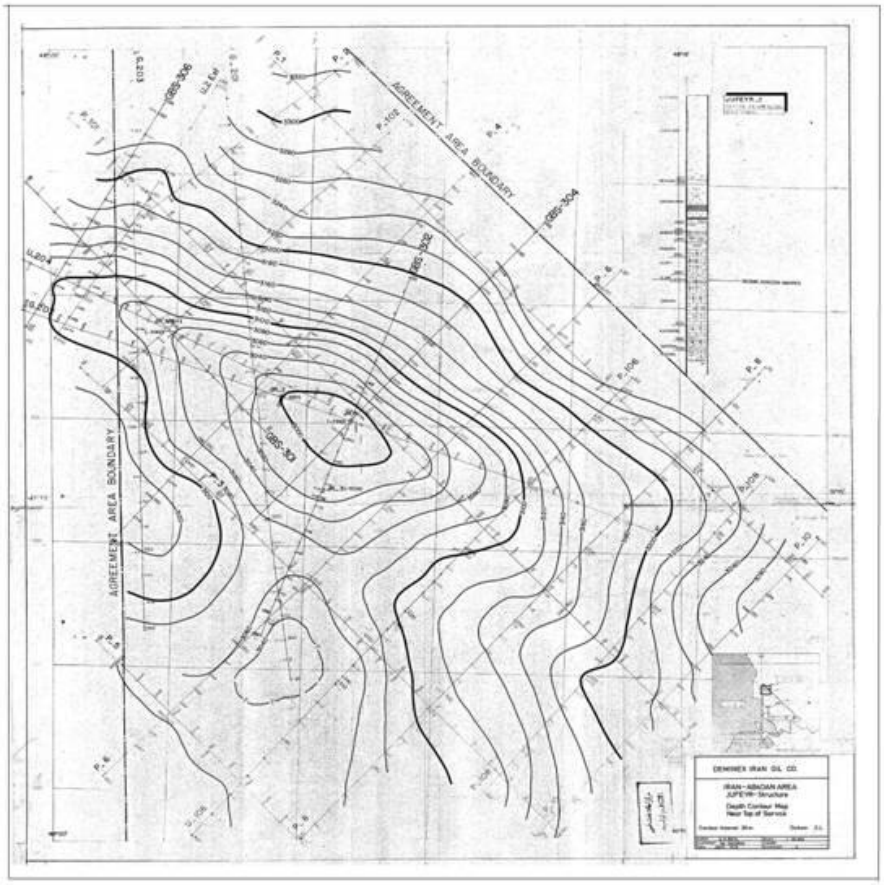
به طور کلی تخلخل و تراوئی و سایر خواص سنگ شناسی و سیالات مخزن در بنگستان ضعیف‌تر از آسماری است. گسترش شکستگی‌های طبیعی که تاثیر زیادی در تولید دارند، در بنگستان کمتر است. اما در بخش‌هایی مانند بعضی از چاه ها سرکان و کیلورکریم، سازند سروک به علت تجمع محلی خرده‌های رودیستی که دارای تخلخل خوب و تروائی مناسب است دارای تولید خوب است. به علت وجود لایه های شیلی متراکم و فاقد تروائی موجب عدم تداوم عمودی (نسبت به سطح لایه) خواص مخزنی شده و مخزن سروک به صورت چند مخزنی عمل می‌کند.

۳-۴-۱-مطالعات میدان جفیر

در سال ۱۹۳۸بررسی های ژئوفیزیکی در منطقه آبادان انجام شد. در سال ۱۹۵۷تا ۱۹۵۹ بررسی گرانی در این منطقه انجام شد. در سال‌های ۱۹۶۳و ۱۹۶۴ یک اکتشاف لرزه‌ای مقدماتی انجام شد. همچنین

شرکت CGG[1] در سال ۱۹۷۰ در محدوده بندر امام و آبادان اکتشافات لرزه‌ای با پشتیبانی هلیکوپتری انجام داد. هر دو اکتشاف جهت شناسایی بود. سه بازتابنده[2]، نقشه بالای بخش ۶ گچساران، بالای سازند آسماری و کژدمی را نتیجه دادند. شیب منطقه شمال شرقی با کمی تراس و برآمدگی و با احتمال یک تاقدیس معکوس کوچک مشخص شد.

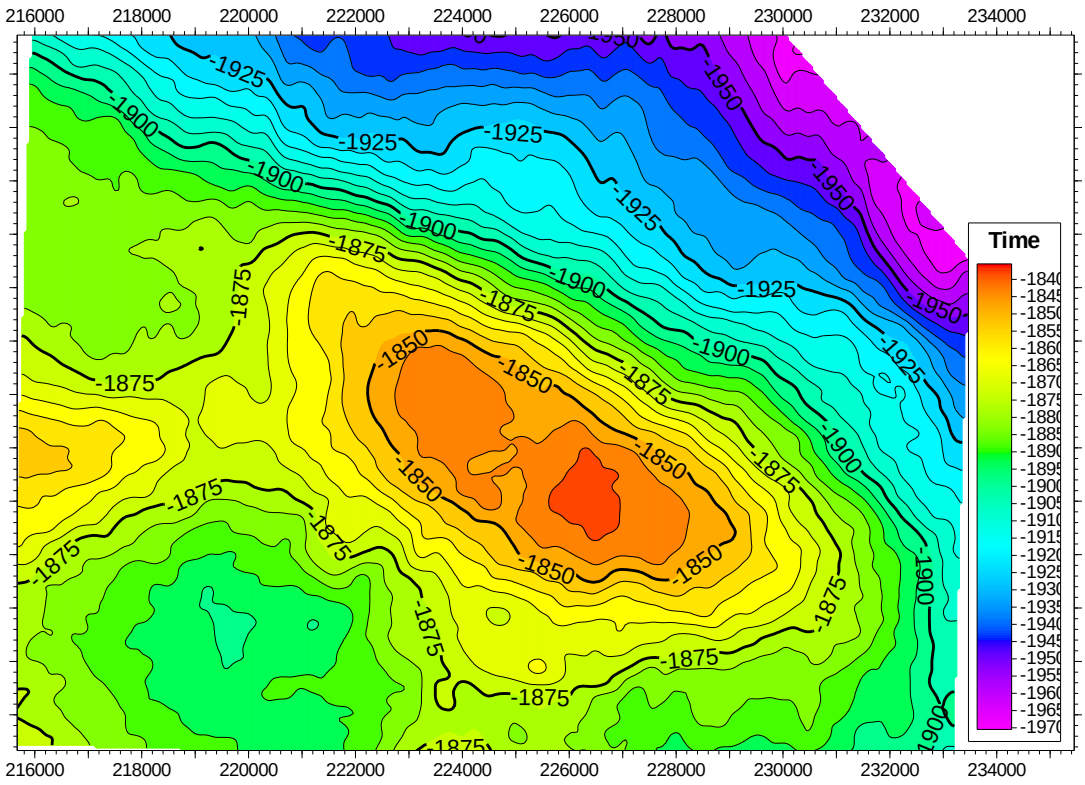
در ژانویه ۱۹۷۵ یک اکتشاف لزره‌ای انعکاسی ۲بعدی در بخش شمالی این منطقه انجام شد. نتایج به‌دست آمده در منطقه جفیر نتایج بررسی‌های قبل را تایید کرد. در سال‌های ۱۹۷۵ تا ۱۹۷۷ بررسی‌های لرزه‌ای جهت پوشش کل منطقه با شبکه ۷×۷ کیلومتر گسترش داده شد. نقشه‌های لرزه‌ای مختلف در سازندهای مهم تهیه شد. برای مثال شکل(۳-۵) نقشه عمقی بالای سازند سروک را نشان می‌دهد.



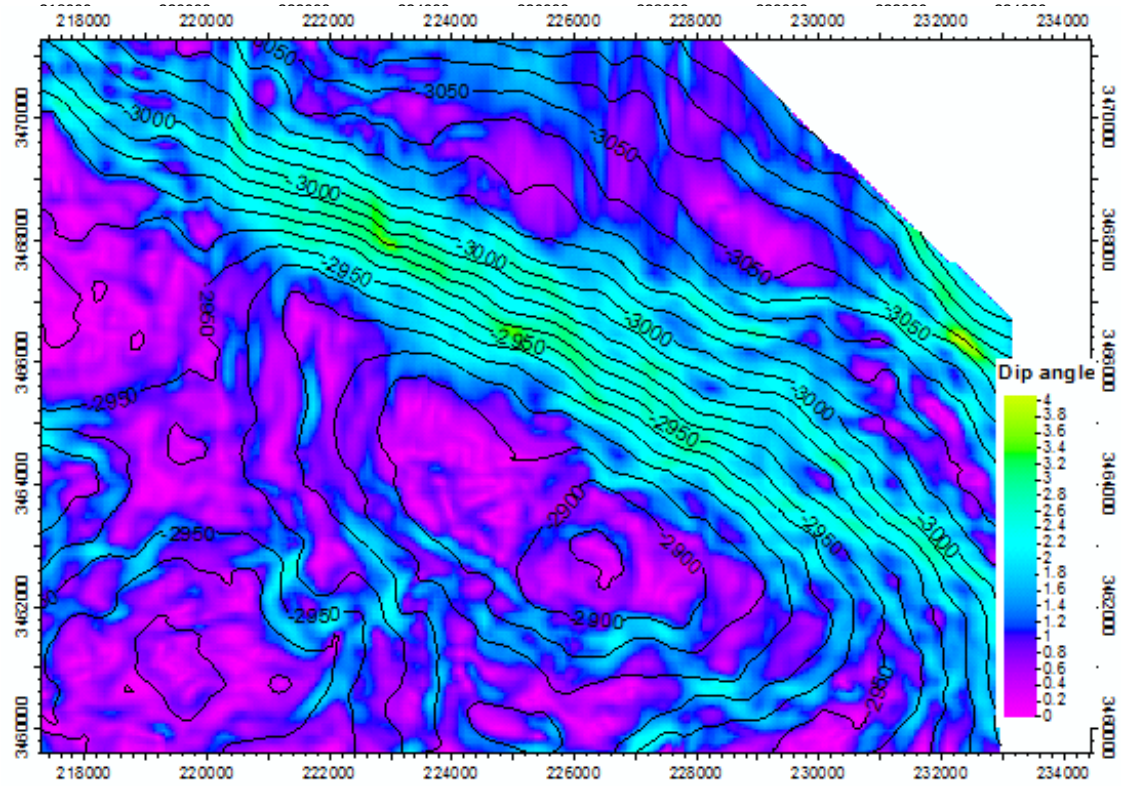
[1] Compagnie Générale de Géophysique
[2] Reflector

شکل(۳-۵) نقشه خطوط همتراز زیرزمینی عمقی سازند سروک (طرح اکتشافی میدان جفیر ۱۳۸۶)

در سال ۲۰۰۴ اکتشاف لرزه‌ای ۳ بعدی انجام شد. هدف اصلی این اکتشافات، تعیین مدل ساختاری مخازن بود. همچنین از تجزیه و تحلیل اطلاعات ۳بعدی لرزه‌ای برای مطالعه همبستگی اطلاعات چاه‌پیمایی برای پیش‌بینی تخلخل در داخل چاه‌ها و فاصله میان چاه‌ها استفاده شد. برای این کار از اطلاعات لرزه‌ای سه بعدی و چاه‌پیمایی در چاه‌های JRNW_1 وJR_1 و JR_2 و JR_3 استفاده شد. تفسیر داده های لرزه‌ای توسط نرم‌افزار Petrel انجام شد. و نقشه های زمان و عمق برای افق‌های مختلف تهیه شد. شکل (۳-۶)و (۳-۸) نقشه زمان و عمق افق ایلام بالایی را نشان داده است.



شکل (۳-۶) نقشه خطوط هم‌تراز زیرزمینی زمانی افق ایلام بالایی



شکل(۳-۷) نقشه خطوط هم‌تراز زیرزمینی شیب در میدان جفیر

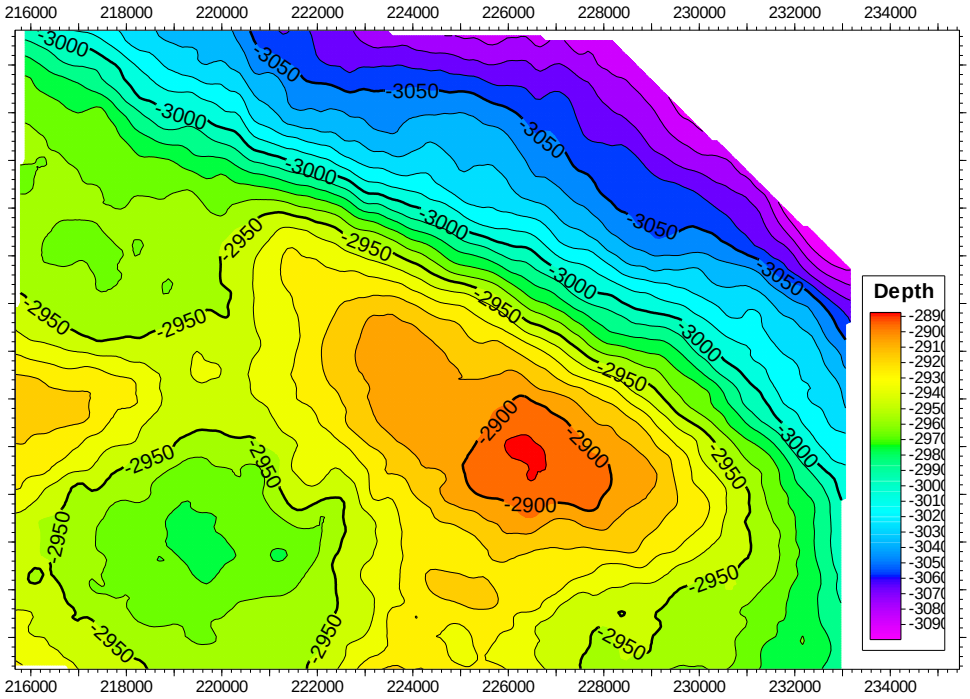
۳-۴-۲- ساختار زمین‌شناسی میدان جفیر

روند ساختار میدان نفتی جفیر تاقدیس شمال غربی جنوب شرقی با شیب ملایم حداکثر ۵ درجه به سمت شمال شرقی است شکل(۳-۷) نقشه خطوط همتراز شیب در بالای سازند ایلام را نشان می‌دهد. ابعاد این میدان ۷×۱۴ کیلومتر در سطح تماس آب و نفت زون ایلام اصلی است(طرح اکتشافی میدان جفیر ۱۹۸۷).

۳-۴-۳- خصوصیات مخزنی میدان جفیر

میدان جفیر شامل چندین مخزن است که پتانسیل تولید هیدروکربن دارند. قسمت بالایی میدان جفیر شامل مخازن ایلام و سروک متعلق به گروه بنگستان است. و مخازن پایینی سازند گدوان از گروه خامی است. سازند ایلام مهم‌ترین و فعال‌ترین مخزن در میدان جفیر است. بالای این ساختار، ایلام بالایی در عمق 2887 mss است. مخازن شناخته شده در میدان جفیر تمامی تحت اشباع هستند و کلاهک گازی

ندارند. شکل لایه‌های نفتی بیشتر لنزی است، توسط آب یا لایه‌های متراکم احاطه شده است. سازند ایلام شامل خلل و فرج خوب، تاحدی دولومیته شده و رسوبات کربناته به همراه بقایای فسیل است. در بخش‌های پایینی آرژیلیت‌های کریستالی شده وجود دارد. ضخامت سازند ایلام ۱۱۸ متر در چاه JF_۳ و در چاه JRNW_1 به ۱۲۶ متر می‌رسد.



شکل(۳-۸) نقشه خطوط همتراز زیرزمینی عمقی افق ایلام بالایی

در رسوبات ایلام دو مخزن (ایلام بالایی[1]، ایلام اصلی[2]) وجود دارد که توسط یک بخش غیر مخزنی به ضخامت بیش از ۲۰ متر از هم جدا می‌شوند. در زیر زون ایلام اصلی زون ایلام آب[3] با نفوذپذیری کم و اشباع آب بالا وجود دارد.

ضخامت مخزن ایلام بالایی بین ۲,۳ تا ۵,۵ متر در چاه‌های JR_1، JR_2 و JR_3 بود. با آزمایش‌های انجام شده در چاه JR_3 ویسکوزیته نفت 22.8° API به‌دست آمد. ضخامت در چاه JRNW_1 ۷,۶

[1] Ilam upper
[2] Ilam main
[3] Ilam water

به‌دست آمد. میانگین تخلخل به‌وسیله نگاره چاه‌پیمایی از این زون در چاه JRNW_1، ۱۶,۳٪ و در چاه JR_1، ۲۲,۹٪ اندازه‌گیری شد جدول (۳-۳).

جدول(۳-۳) پارامترهای مخزن ایلام بالایی

پارامترها	JR-۱	JR-2	JR-3	JRNW-۱
(m) (نگاره) عمق	۹۱۹,۶-۲۹۱۷,۳	۹۲۶,۴-۲۹۲۰,۹	۹۴۱,۸-۲۹۳۷,۵	۹۸۱,۵-۲۹۷۱,۷
(m) ضخامت	۲,۳	۵,۵	۳,۷	۷,۶
(%) نگاره تخلخل	۲۲,۹	۱۹,۲	۱۹,۳	۱۶,۳
(%) مغزه تخلخل	۲۰,۲۴	۱۶,۴۵	۸,۹۳	-
(%) اشباع آب	۱۶,۴	۲۳,۵	۱۸,۷	-

زون ایلام اصلی بزرگترین مخزن میدان جفیر است، که شامل بیش از ۸۳٪ نفت مخزن است. ضخامت این زون بین ۳۶ تا ۴۲ متر در چاه‌های JR_1، JR_2 و JR_3 متغیر است. همچنین ضخامت زون ایلام اصلی در چاه JRNW_1 ۴۱,۳ متر است، جدول(۳-۴). میانگین تخلخل به‌وسیله چاه‌پیمایی در چاه JR_1 ۱۹,۷و در چاه JR_2، ۲۱,۶ تعیین شد و میانگین نفوذپذیری در چاه JRNW_1 ۵,۶۶ میلی دارسی تعیین شد. همچنین با آزمایش‌های انجام شده در چاه‌های JR_2 و JR_3 انجام شد میانگین گرانروی 22° API تعیین شد. مخزن ایلام اصلی عموما رسوبات کربناته متخلخل با نفوذپذیری کم است به دو زون بالایی، تماما نفت درعمقmss ۲۹۸۲ (مخزن قطعی)، زون پایینی، دارای سطح آب - نفت در عمقmss ۳۰۲۱ (مخزن احتمالی) تقسیم می‌شود.

جدول(۳-۴)پارامترهای مخزنی زون ایلام اصلی

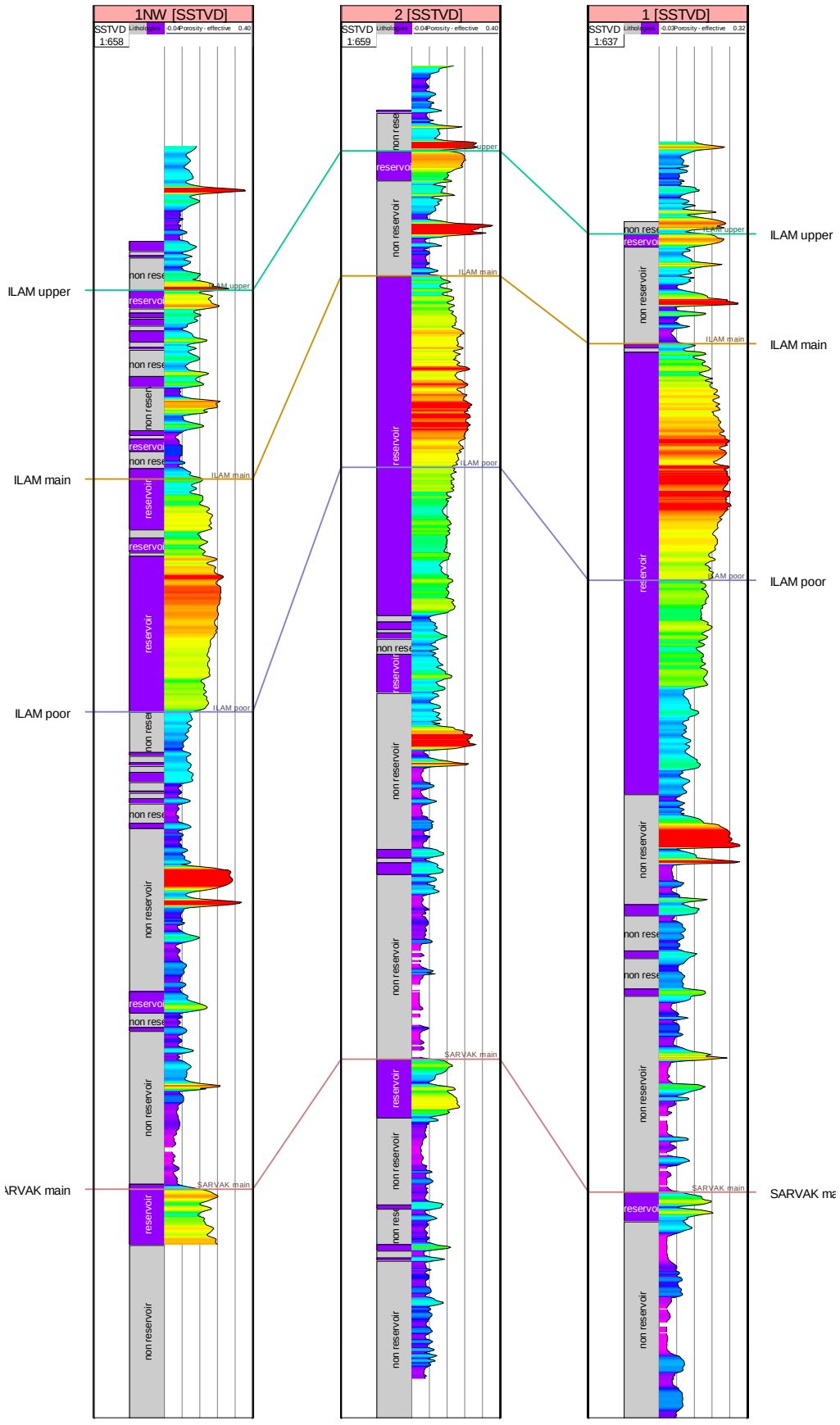
پارامترها	JR-۱	JR-2	JR-3	JRNW-۱
(m) (نگاره) عمق	۹۷۹,۸-۲۹۳۷,۱	۹۷۹,۹-۲۹٤٤,۲	۹۹۸,٥-۲۹٦۲,٦	-۳۰٥۰,٥ ۳۰۰۷,۱
(m) ضخامت	٤۱,۹	۳٥,۷	۳٥,۹	٤۱,۳
(%) نگاره تخلخل	۲۰,۲	۱۹,۷	۲۰,۳	۲۱,٦
(%) مغزه تخلخل	-	۱۸,۹	۱٦,۹	۱۱,۲۲
(%) اشباع آب	۲۷,۸	۲۹,٥	۱۷,۳	٤۱,۸

ایلام ضعیف در زیر ایلام اصلی قرار دارد. دارای نفوذپذیری کم و اشباع آب بسیار زیاد است. ضخامت این لایه توسط چاه‌پیمایی در بازه ۱۹ تا ۲۷ متر اندازه‌گیری شد جدول(۳-۵). میانگین تخلخل موثر در این لایه ۱۵٪ و اشباع آب ۴۶٪ تعیین شد.

جدول(۳-۵)پارامترهای مخزنی زون ایلام ضعیف

پارامترها	JR-۱	JR-2	JR-3	JRNW-۱
(m) (نگاره) عمق	۲۹۷۹,۸-۲۹۹۹	۲۹۷۹,۹-۳۰۰۷,۵	۲۹۹۸,۵-۳۰۱۷,۹	۳۰۵۰,۵-۳۰۶۳,۶
(m) ضخامت	۱۹,۲	۲۷,۶	۱۹,۴	۳,۳
(%) نگاره تخلخل	۱۵	۱۴,۶	۱۵,۳	۹,۸
(%) مغزه تخلخل	-	۱۵,۶۶	۱۵,۷	-
(%) اشباع آب	۴۵,۷	۴۶,۳	۳۶,۴	-

سازند سروک توسط یه لایه اشباع شده از آب از سازند ایلام جدا می‌شود شکل(۳-۹). این سازند شامل آرژلیت‌های سفید کرتاسه و آرژیلیت-وکستون‌های قهوه‌ای روشن فشرده شده است. قسمت‌های بالایی این سازند دارای سیلیسیوم است و قسمت‌های پایینی آن اسلیت‌های قرمز - قهوه ای و خاکستری مایل به سبز است.



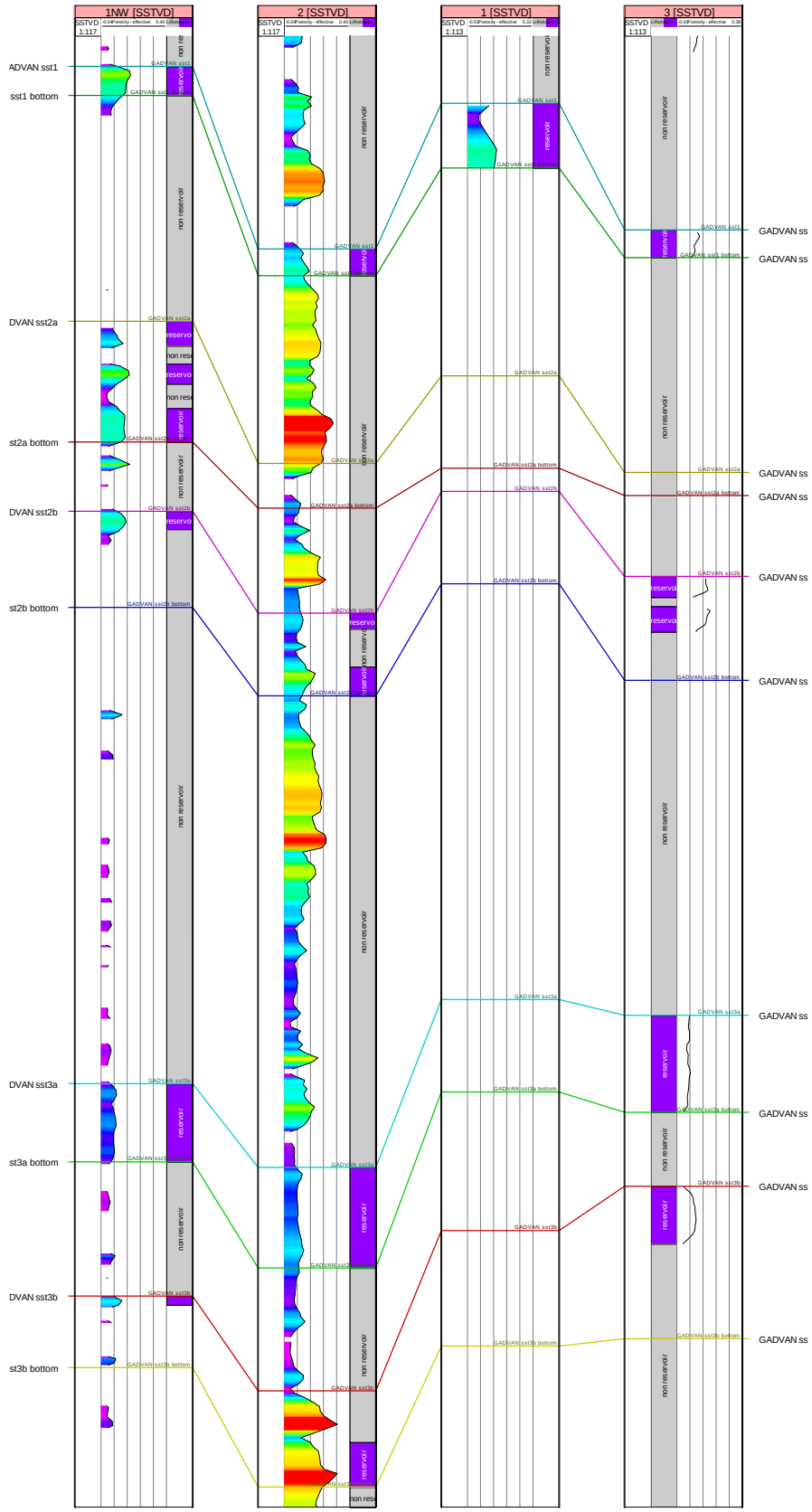
شکل(۳-۹) مخازن سروک و ایلام در مقطع چاههای JRNW_1 و JR_2 و JR_1 به‌همراه نمودار تخلخل

این سازند دارای ضخامت ۶۸۰ متر در چاه JRNW_1 و ۶۹۸ متر در چاه JR_3 است. زون مخزنی سروک اصلی در ۶۰ متری زیر افق سروک قرار دارد. ضخامت لایه نفتی این سازند بین ۵,۳ تا ۱۰,۹ متر است. همچنین این لایه دارای تخلخل ۱۵,۲٪ است. مقدار نفوذپذیری اندازه‌گیری شده از نمونه مغزه‌ها در چاه JR_3 در بازه ۰,۴ میلی دارسی تا ۴,۵۵ میلی دارسی متغیر بود. مقدار میانگین نفوذپذیری تعیین شده ۱,۳۸ میلی دارسی تعیین شد جدول(۳-۶).

جدول(۳-۶)پارامترهای مخزنی زون سروک

پارامترها	JR-۱	JR-2	JR-3	JRNW-۱
(m) (نگاره) عمق	-۳۰۹۵,۵	-۳۱۰۱,۲	۳۱۰۰,۱-۳۱۱۰	۳۱۳۹,۵-۳۱۴۹,۹
(m) ضخامت	۵,۳	۱۰,۹	۹,۳	۱۰,۴
(%) نگاره تخلخل	۱۱,۸	۱۳,۹	۱۵,۲	۱۸,۵
(%) مغزه تخلخل	-	-	۱۵,۷	۱۷,۷
(%) اشباع آب	۱۶,۴	۱۳,۸	۹	-

سازند گدوان عمیق‌ترین افق دارای هیدروکربن متعلق به گروه خامی است. این لایه از آهک و اسلیت خاکستری تیره با لایه‌های مارل و لایه‌های نازک ماسه سنگ ساخته شده است. در ۴۰ متری بالای گدوان یک ستون ۱۵ متری آهکی به نام بخش خلیج قرار دارد که به‌صورت یک واحد جداگانه غیر رسمی در سراسر جنوب غربی ایران گسترده است شکل(۳-۱۰). لایه مخزنی گدوان در عمق ۴۲۵۰ تا ۴۴۰۰ متری قرار دارد. ضخامت سازند گدوان ۱۷۹ متر در چاه JRNW_1 و ۱۵۴ متر در چاه JR_3 است. این لایه شامل ماسه سنگ آهکی متخلخل نیمه تثبیت شده است. مقدار ضخامت بین ۲,۸ تا ۱۲,۶ متر متغیر است که بستگی به مقدار لایه مخزنی در چاه دارد، جدول (۳-۷).



شکل(۳-۱۰) مخزن گدوان در مقطع چاه‌های JR_2 و JR_3 و JRNW_1 به همراه نمودار تخلخل

تخلخل بین ۸,۶٪ تا ۱۰,۶ درصد متغیر است و مقدار میانگین آن ۱۰,۳٪ تعیین شد. همچنین گرانروی نفت در این زون با آزمایش‌های انجام شده در چاه‌های JR_2 و JR_3 در بازه 28.8-36.5° API اندازه‌گیری شد. همچنین در مخزن گدوان لایه اشباع آب یافت نشد.

جدول(۳-۷) پارامترهای مخزنی زون گدوان

پارامترها	JR-۱	JR-2	JR-3	JRNW-۱
عمق (نگاره) (m)	۴۲۴۶,۲-۴۲۶۲	-۴۳۴۲,۹	-۴۳۱۱,۴	۴۳۰۴,۸-۴۳۶۰,۲
ضخامت (m)	۲,۸	۱۲,۶	۹,۹	۹,۵
نگاره تخلخل (%)	۸,۶	۱۰,۴	۱۰,۶	۱۰,۲
اشباع آب (%)	۲۹,۵	۳۱,۱	۲۳,۵	۳۱

فصل چهارم

مدل‌سازی و تحلیل داده‌های میدان جفیر

۴-۱- مقدمه

در این فصل پس از جمع‌آوری اطلاعات مخزنی و دسته بندی این اطلاعات، از نرم افزار شبیه‌ساز مخزن Petrel برای انجام مدل‌سازی مخزن استفاده شد. با توجه به افق‌های زمین شناسی ساخته شده از داده‌های لرزه‌ای در میدان جفیر مدل‌های تخلخل، اشباع آب، تراوایی، NTG[1] و سطح تماس آب- نفت[2] برای این میدان ساخته شد. پس از بررسی‌های انجام شده محدوده‌های بهینه برای زون‌های مخزنی ایلام بالایی و ایلام اصلی تعیین و سپس باتوجه به این محدوده‌ها و برطبق دستورالعمل شرکت ملی نفت طراحی چاه چندشاخه‌ای برای زون‌های مخزنی این میدان انجام شد.

۴-۲- جمع‌آوری داده‌های اولیه

اولین گام در اجرای این تحقیق جمع‌آوری داده‌های میدانی است. داده‌های حاصل از لرزه‌نگاری چاه‌پیمایی و آزمایش‌های مغزه‌گیری جمع‌آوری شده است. همچنین برای ساخت مدل استاتیکی مختصات چاه‌های موجود در میدان، داده‌های مربوط به تخلخل، تراوایی، اشباع آب، سطح عمق مخازن و داده‌های مربوط به مغزه‌گیری سازندهای مختلف جمع آوری شده است. مجموع این داده‌ها منجر به ساخت مدل استاتیکی با اطلاعات زیر شده است.

- امتداد مخزن و وسعت مخزن
- عمق مخزن و همچنین ضخامت لایه‌های مخزن
- نقشه‌ها و مدل‌های تخلخل، تراوایی، اشباع آب و NTG
- چاه‌های حفر شده در میدان و غیره

علاوه بر موارد ذکر شده میزان فشار مخزن دمای مخزن و فشار سیال مخزن و سایر پارامترها مخزن نیز پس از مدل‌سازی تعیین شدند.

[1] Net to Gross
[2] Oil Water contact

۴-۳- نرم‌افزار شبیه‌ساز مخزن

هدف از مدل‌سازی و شبیه‌سازی مخزن، پیش بینی رفتار جریان سیال با مدل زمین‌شناسی مخزن در یک چارچوب چینه‌شناسی برای درک ناهمگنی، توزیع تخلخل، نفوذپذیری، اشباع آب و سایر پارامترهای مخزن است. همچنین برای تخمین عملکرد و کاهش عامل مخاطرات مخزن مدل‌سازی پیشنهاد می‌شود(Akram 2005).

یکی از مهم‌ترین مراحل مدیریت مخزن بهره‌گیری از شبیه‌سازی عددی مخزن است که به‌عنوان ابزاری برای پیش‌بینی عملکرد مخزن استفاده می‌شود. پیشرفت‌های سخت افزاری منجر به طراحی و ارائه نرم‌افزارهای پیشرفته ساخت مدل‌های سه بعدی از مخزن شده است(امیدوار ۱۳۹۲). نرم افزارهای مدل‌سازی استاتیک یک دید سه بعدی از زمین‌شناسی و ساختمان مخزن و نیز نحوه توزیع پارامترهای مخزنی به کاربر ارائه داده و امکان محاسبه حجم مخزن را فراهم می‌کنند. از داده‌های لرزه‌نگاری سه بعدی به‌عنوان پارامتر ثانویه در تخمین و شبیه‌سازی پارامترهای مخزن استفاده می‌شود.

مدل سه بعدی، بهترین مکانیزم را برای لحاظ کردن همه داده‌های موجود فراهم می کند(مهدی پور۱۳۹۴). در ایران ساخت مدل استاتیک مخزنی عمدتا توسط نرم افزارهای زمین‌شناسی Petrelو RMS انجام می‌شود. نرم‌افزار شبیه‌ساز Petrel محصول شرکت شلمبرژه[1] یکی از رایج‌ترین نرم‌افزارهای مورد استفاده برای مدل‌سازی سه بعدی است که امکان تلفیق داده‌های حاصل از نگارهای پتروفیزیکی، برداشت‌های لرزه‌ای و مطالعات مغزه را در یک مجموعه فراهم ساخته و یک مدل جامع و بهینه ارائه می‌کند. در این پروژه نیز برای مدل‌سازی از نرم افزار Petrel که یکی از قویترین نرم‌افزارهای مدل‌سازی مخازن است استفاده شده است. نرم‌افزار Petrel یکی از محصولات تجاری شرکت شلمبرژه است که یکی از بزرگترین شرکت‌های خدمات نفتی در جهان است.

[1] Schlumberger

ساخت نرم‌افزار Petrel در سال ۱۹۹۶ بنیان نهاده شد و در سال ۱۹۹۸به صورت تجاری منتشر شد. در سال ۲۰۰۳ نرم‌افزار Petrel به یکی از زیر شاخه‌های حل مساله شلمبرژه تبدیل شد. از جمله قابلیت‌های این نرم‌افزار پوشش تمامی مراحل از اکتشاف تا تولید است. مراحل مدل‌سازی با نرم‌افزار Petrel در چهار مرحله اصلی خلاصه می‌شود(Petrel 2009 Manual):

- بارگذاری پارامترهای ورودی و کنترل کیفیت آنها[1]
- مدل‌سازی ساختاری[2]
- مدل‌سازی خواص پتروفیزیکی[3]
- آنالیز عدم قطعیت و محاسبات حجمی

در شکل(۴-۱) ترسیم شمایی از روند مدل‌سازی ترسیم شده است.

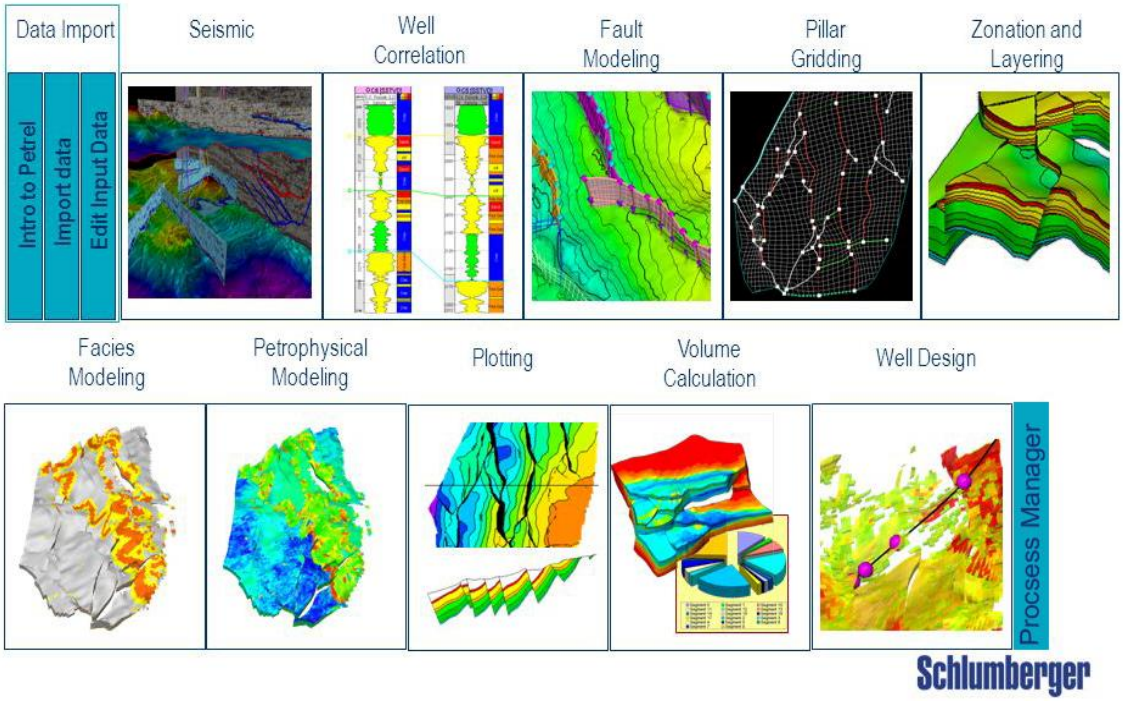
۴-۴- مدل استاتیکی

تسلط بر خواص مخزنی و چگونگی توزیع آنها درمیادین نفتی اهمیت زیادی دارد. این پارامترهای مخزنی معمولا به‌صورت ناپیوسته[4] یا پیوسته[5] هستند. مدل‌سازی پارامترهای مخزنی شامل خواص پتروفیزیکی و رخسارها است که برحسب شرایط، با استفاده از الگوریتم‌های مربوطه با یکی از دو روش زمین‌آماری قطعی[6] و تصادفی[7] ، قابل انجام است.

به‌طورکلی، مدل‌سازی استاتیک مخزن شامل، مدل ساختمانی و مدل خواص مخزن است. مدل‌سازی ساختمانی شامل ایجاد مدل گسل‌ها، مدل‌سازی چینه‌ای و ساخت مدل شبکه سه بعدی است. مدل خواص مخزن شامل مراحل ایجاد مدل رخساره ای و مدل پتروفیزیکی است.

[1] Input Data
[2] Structure Modeling
[3] Property Modeling
[4] Discrete
[5] Continuous
[6] Deterministic
[7] Stochastic

مدل‌سازی پتروفیزیکی، تخمین توزیع خواص پتروفیزیکی مخزن مانند تخلخل، تراوایی و اشباع آب در میدان تعریف می‌شود. برای این محاسبات از روش‌های زمین آماری استفاده می‌شود و خواص مخزنی به هرکدام از سلول‌های شبکه سه بعدی زمین‌شناسی تخصیص داده می‌شود. اولین مرحله ساخت یک مدل سه بعدی مخزن، بارگذاری داده‌ها است. این داده‌ها شامل: اطلاعات مربوط به چاه‌های مخزن سربرگ چاه، داده مسیر و انحراف چاه، نگارهای پتروفیزیکی، نقشه‌های خطوط همتراز زیرزمینی، داده‌های افق سازندها و گسل‌های موجود است. برای ورود به مرحله دوم نقشه‌های هم ضخامت[1]، تهیه می‌شوند.

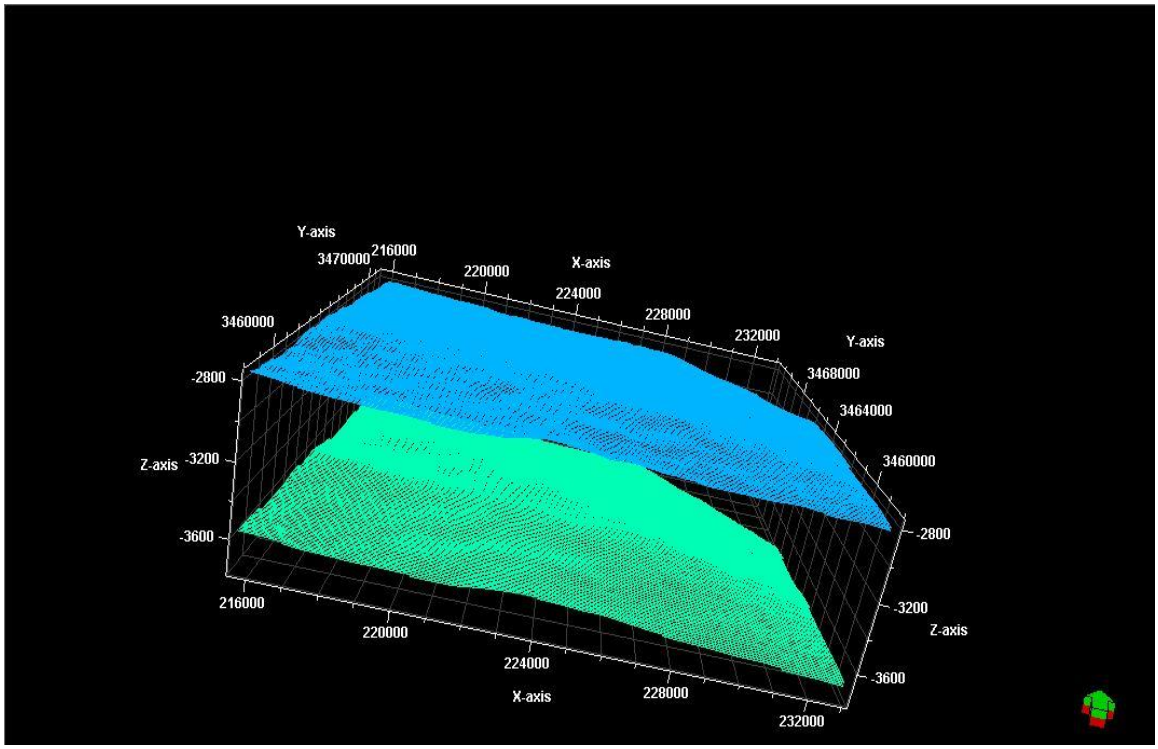


شکل(۴-۱) شمایی از مراحل کار در نرم افزار پترل(برگرفته از Petrel 2009 Manual)

مرحله دوم یک مدل ساختاری، به همراه مدل گسلی متناسب با ارتفاع ساخته می‌شود. سپس یک شبکه سلول بندی شده[2] متناسب با ابعاد میدان ایجاد می‌شود. این شبکه به عنوان قالب اصلی مدل ساخته شده است شکل(۴-۲). امکان تلفیق و بررسی هم زمان داده‌های ساختمانی و خصوصیات پتروفیزیکی

[1] Isochoric Map
[2] 3D Grid

را فراهم می‌کند. همچنین در زمان ساخت مدل پتروفیزیکی قابلیت تعمیم دادن پارامترهای پتروفیزیکی هر چاه به کل مخزن نیز وجود دارد. در این مرحله مخزن به یک شبکه سلول بندی شده تقسیم می‌شود، که تمام خصوصیات هر سلول مانند خواص پتروفیزیکی و لیتولوژیکی در تمام حجم آن یکسان است. با توجه به فاصله شبکه‌ها از یکدیگر و میزان داده‌ها، می‌توان خصوصیات سلول‌های فاقد اطلاعات را تخمین زد. هر چه میزان این اطلاعات بیشتر باشد، تخمین‌ها به واقعیت نزدیک‌تر خواهند بود. برای میدان جفیر ابعاد شبکه سلول‌های سه‌بعدی زمین‌شناسی در جهات X و Y ۱۰۰×۱۰۰انتخاب شده است. تعداد سلول‌های این شبکه ۷۸۰۵۷۰۰ سلول است.

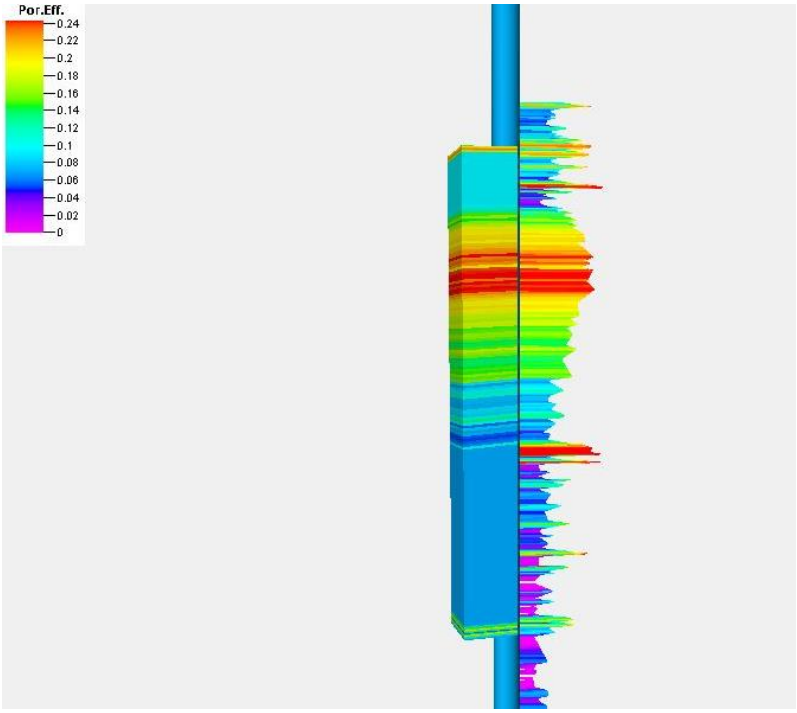


شکل(۴-۲) شبکه سلولی سه بعدی ایجاد شده

در مرحله سوم، اطلاعات حاصل از نگارهای پتروفیزیکی با انجام بزرگ‌نمایی[1] و آنالیز داده‌ها(واریوگرافی) آماده تبدیل به یک مدل سه بعدی می‌شوند. بزرگ‌نمایی، عمل نسبت دادن مقادیر ثبت شده نگارها به سلول‌هایی از شبکه سه بعدی است که اطلاعات لاگ آن در دسترس است (امین زاده ۱۳۹۲). شکل(۴-

[1] Upscale

۳) نمای از بزرگ نمایی نگارهای میدان جفیر را نشان میدهد. بهخاطر قرائت نگارهها در فواصل ۱۵ سانتیمتری، بزرگنمایی نگارهها برای توزیع در هریک از سلولها بهمنظور استفاده در مدلسازی و تعمیم این خواص به کل شبکه سلولبندی شده، لازم است. نظر به اینکه هر سلول تنها یک مقدار میتواند داشته باشد، مقادیر نگارهها باید میانگینگیری شوند، در این حالت گفته میشود که نگارهها بزرگنمایی شدهاند.



شکل(۴-۳) بزرگنمایی نگاره تخلخل موثر در میدان جفیر برای سازند ایلام

این اطلاعات بزرگنمایی شده برای انجام واریوگرافی از نظر داشتن دو ویژگی توزیع نرمال و پایایی بررسی میشوند. پایایی یعنی عدم وجود روندهای احتمالی در دادهها که به زبان زمینشناسی بدین معناست که اثر تمامی گسلها حذف شده و لایهها به حالت قبل از چینخوردگی برمیگردند و اثرات دیاژنز کنار گذاشته شود. در این صورت دادهها پایایی خواهند داشت. در روشهای زمین آماری فرض بر نرمال بودن دادهها است. زیرا استفاده از دادههای غیرنرمال در روشهای مختص دادههای نرمال، محاسبات زمین آماری را دچار خطای سیستماتیک میکند. برای بررسی نرمال بودن دادهها از دو روش هیستوگرام فراوانی دادهها و روش تابع توزیع تجمعی دادهها استفاده میشود. میانگین دادههای نرمال

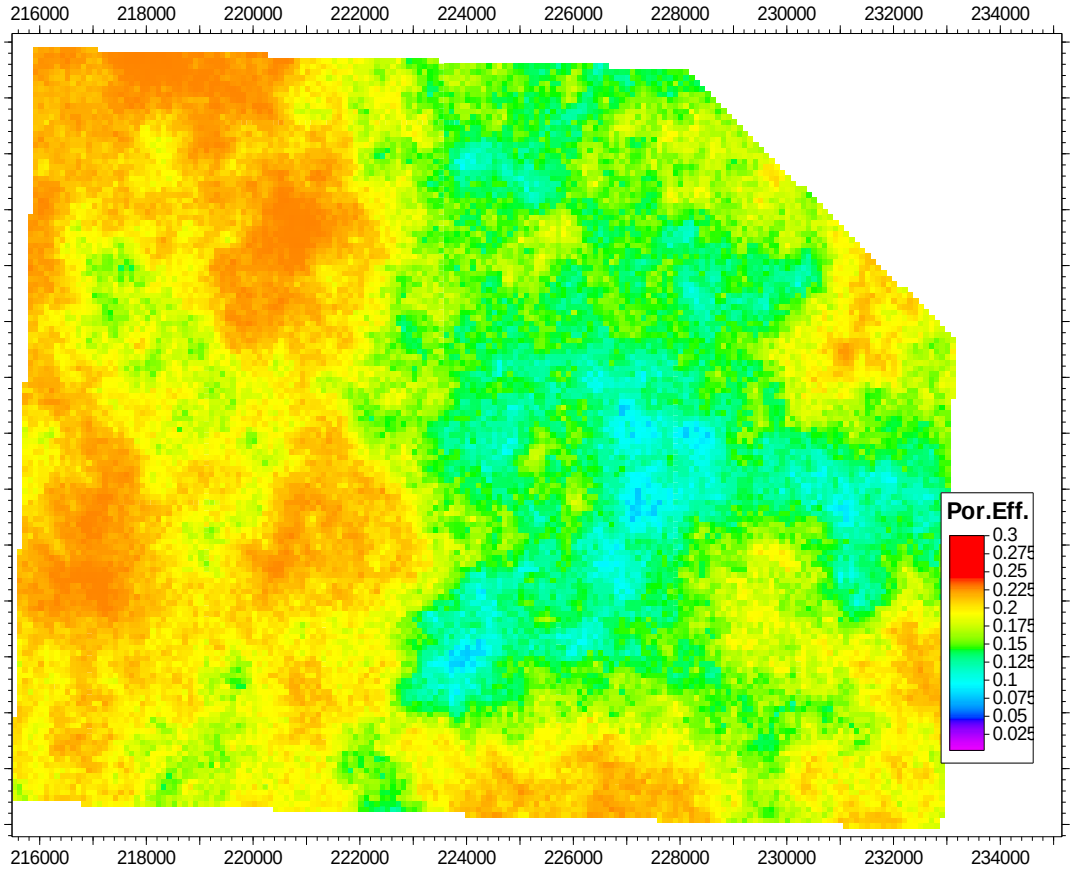
صفر و انحراف معیار آنها برابر ۱ است (امیدوار و همکاران ۱۳۹۲). داده‌ها در مرحله واریوگرافی پردازش شده و واریوگرام آنها رسم می‌شود.

مدل‌سازی معمولا برای توصیف خصوصیات ذاتی یک پارامتر است. واریوگرام ابزاری برای توصیف این خصوصیات ذاتی است(امین زاده ۱۳۹۲). مدل‌سازی خصوصیات مخزنی همچون تخلخل، نفوذپذیری و اشباع آب با استفاده از خروجی مرحله واریوگرافی به دو روش تخمین کریجینگ[1](روش قطعیت‌گرا) و شبیه سازی گوسی متوالی[2] (روش احتمال گرا) انجام می‌شود.

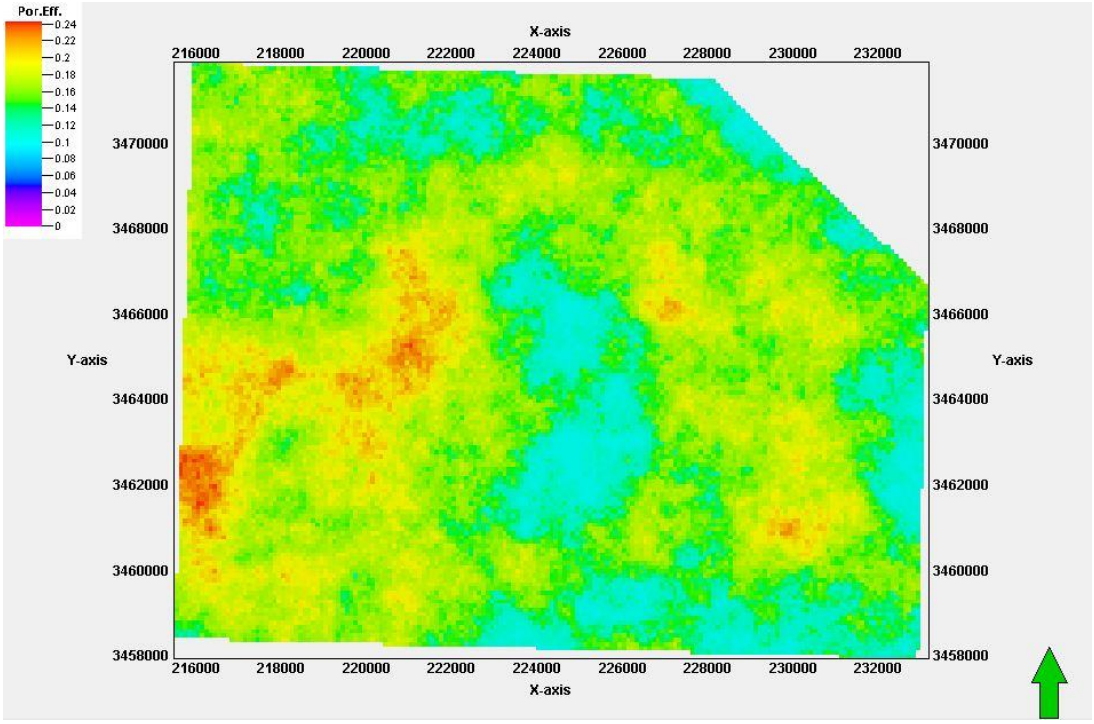
۴-۴-۱- مدل تخلخل

منظور از مدل‌سازی پتروفیزیکی این است که پارامترهای پتروفیزیکی برداشت شده در چاه، در تمام شبکه سلولی ساخته شده، توزیع شوند تا محاسبات مورد نظر را بروی آنها انجام داد. از جمله این خواص تخلخل، اشباع آب و نفوذپذیری هستند. این پارامترها معمولا از آزمایش‌های مغزه‌گیری و تفسیر نمودارهای چاه‌پیمایی استخراج می‌شوند. برای مدل‌سازی تخلخل پس از مقایسه نتایج نگاره‌های نوترون، چگالی و صوت، نگاره نوترون برای تخمین تخلخل انتخاب شده است. دلیل این انتخاب نزدیکی اطلاعات ثبت شده توسط این نگاره به اطلاعات مغزه های برداشت شده بود. قابل ذکر است، قبل از مدل‌سازی بزرگ‌نمایی نگاره‌های چاه انجام شده است. این بزرگ‌نمایی با استفاده از روش شبیه‌سازی گوسی متوالی انجام شد. و توزیع مدل تخلخل موثر براساس نگاره بزرگ‌نمایی شده نوترون ساخته شده است. در شکل(۴-۴) و (۴-۵) مدل تخلخل برای زون‌های مخزنی سازند ایلام ارایه شده است.

[1] Kinging
[2] Sequential Gaussian Simulation



شکل(۴-۴) مدل تخلخل موثر زون ایلام بالایی در سازند ایلام میدان جفیر



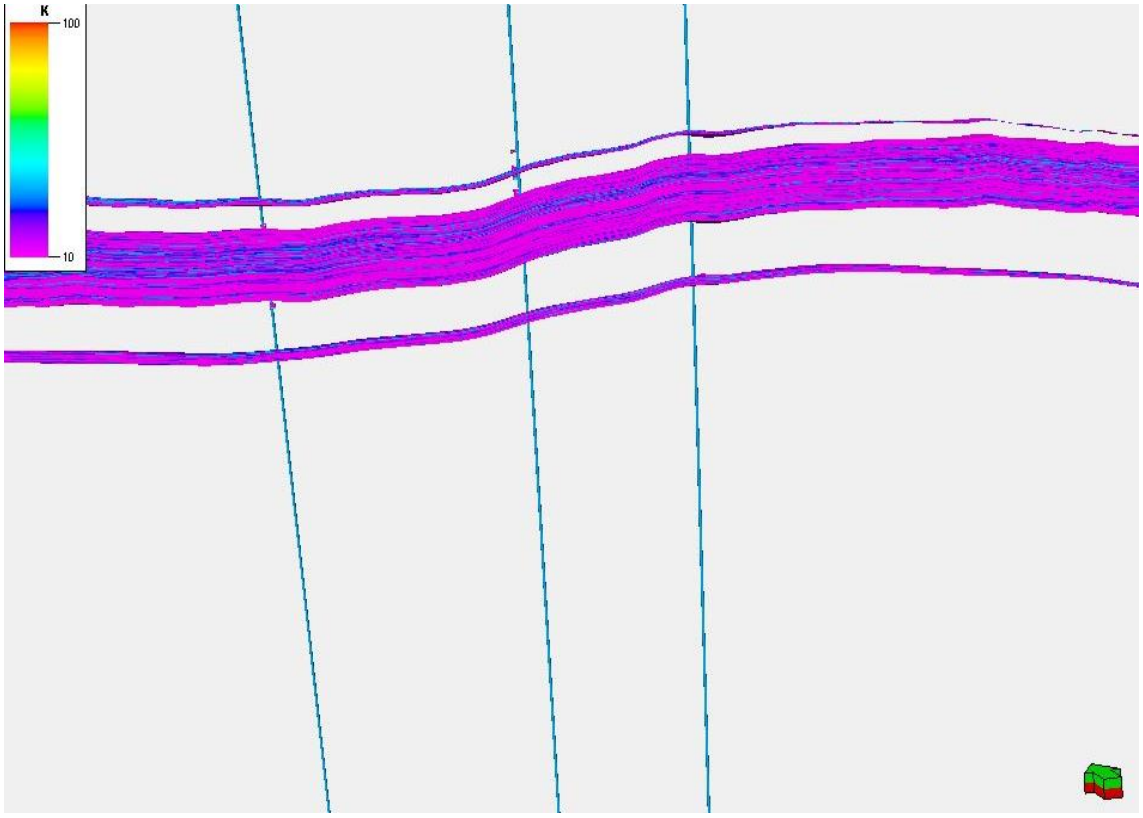
شکل(۴-۵) مدل تخلخل موثر زون ایلام اصلی سازند ایلام میدان جفیر

۴-۴-۲- مدل تراوایی

برای مدل‌سازی نفوذپذیری از داده‌های مغزه استفاده می‌شود که با توجه به محدود بودن این داده‌ها معمولا از رابطه تخلخل و تراوایی برای مدل‌سازی استفاده می‌شود تا در نقاطی که داده مغزه وجود ندارد با استفاده از رابطه با تخلخل، میزان نفوذپذیری تعیین شود. برای مدل‌سازی نفوذپذیری در میدان جفیر رابطه تخلخل مغزه‌ها با نفوذپذیری تعیین شد و مدل نفوذپذیری میدان ساخته شد. معادله (۴-۱) رابطه بین تخلخل و نفوذپذیری را برای مخازن ایلام و سروک را بیان می‌کند.

رابطه $Ln(k)=0.2082*phi(\%) - 2.843877$ (۴-۱)

که در این رابطه K نفوذپذیری برحسب میلی دارسی و ϕ درصد تخلخل است. در شکل(۴-۶) مدل نفوذپذیری میدان ارایه شده است(NIOC 2007)



شکل(۴-۶) مقطع مدل نفوذپذیری ساخته شده سازند ایلام میدان جفیر

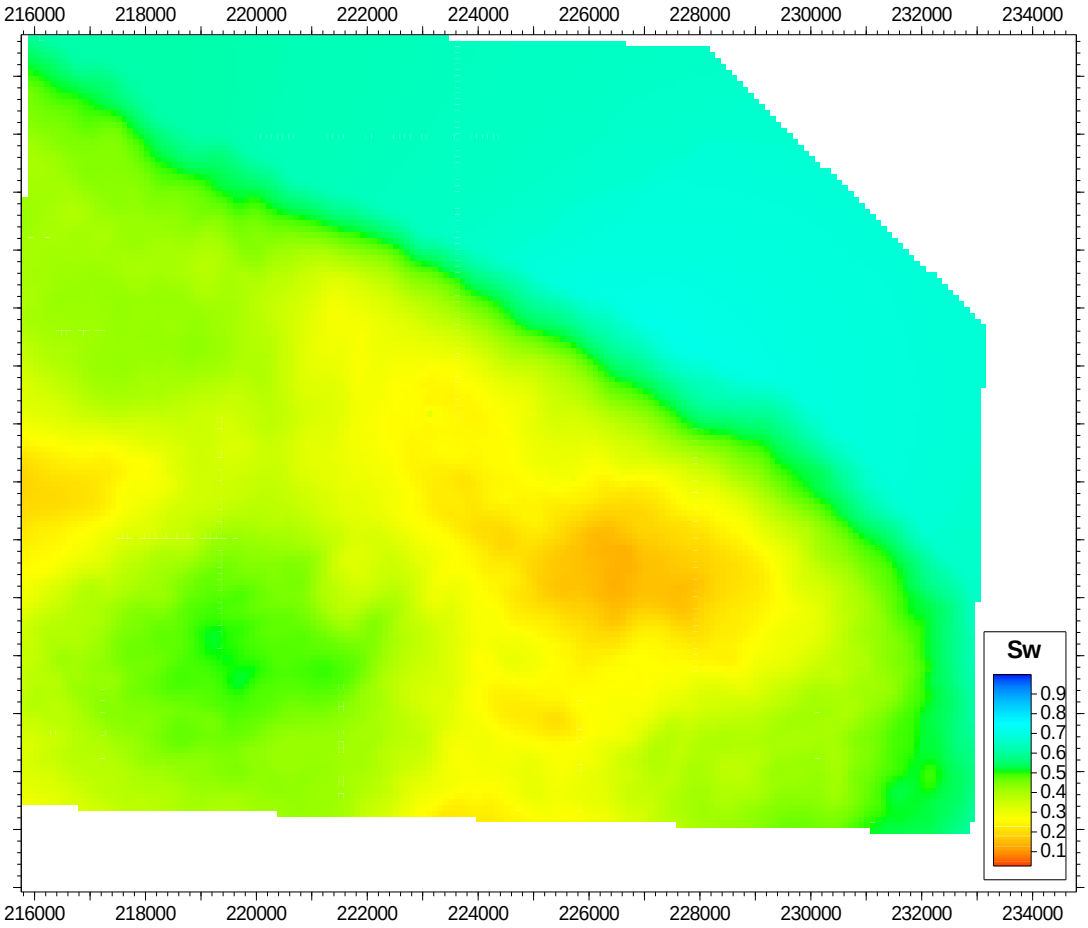
۴-۴-۳- مدل اشباع آب

در خصوص توزیع اشباع آب نکته‌ای وجود دارد که توزیع آن را متمایز می‌کند. پس از انجام مدل‌سازی به‌صورت عادی، در صحفه ۳بعدی به مدل توجه شود، خواهید دید که توزیع آب تقریبا حالت پراکنده دارد. و برخی سلول‌های مجاور هم مقادیر خیلی متفاوتی دارند. چنین چیزی از نظر زمین‌شناسی و مخزنی نمی‌تواند صحیح باشد. در یک رخساره مخزنی از پایین به بالا باید از مقدار آب کاسته و به مقدار نفت افزوده شود. برای این منظور در مدل‌سازی اشباع آب رعایت این نکته الزامی است.

توزیع اشباع آب مخازن مختلف میدان جفیر از نگاره مقاومت[1] و نمودار اندیس تخلخل تعیین شد(هرچه مقاومت بیشتر تخلخل کمتر). این منحنی مطابقت خوبی در لایه‌های انتخابی از آهک‌های متراکم نشان داد(اما برای رس‌ها جوابگو نیست).

برای مدل‌سازی اشباع آب از روی داده‌های بزرگ‌نمایی شده از روش کریجینگ استفاده شد. همچنین از پارامتر بالاتر از تماس[2] برای کنترل روند در مدل‌سازی استفاده شد. این پارامتر به صورت ارتفاع بیشتر از سطح تماس آب-نفت در هر سلول از هر لایه مخزن تعریف می‌شود. شکل(۴-۷) نقشه مدل اشباع آب ساخته شده را نشان می‌دهد.

[1] Resistivity
[2] Above Contact

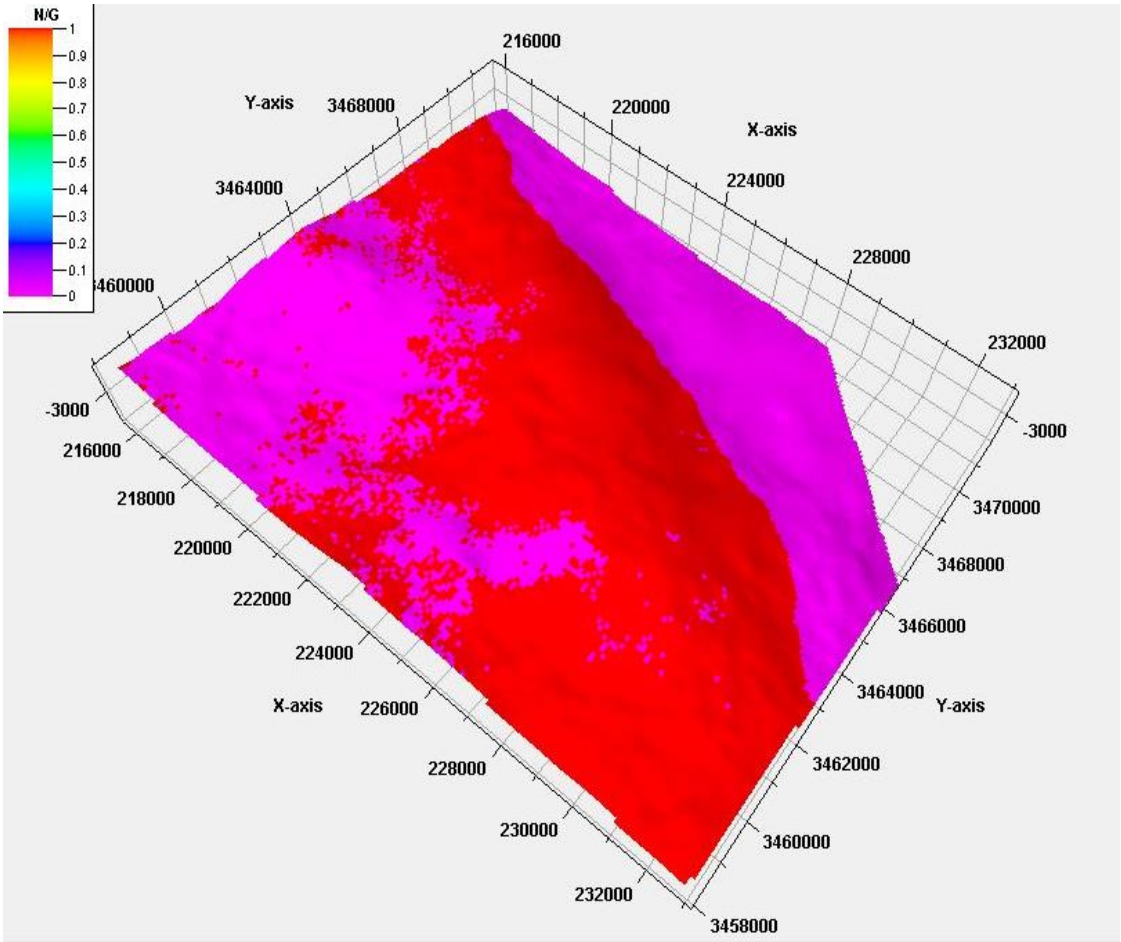


شکل(۴-۷) نقشه اشباع آب در میدان جفیر

۴-۴-۴- مدل NTG

حدود خاصی برای خارج کردن داده‌هایی که دارای مقادیر کمتر یا بیشتر از این حد تعیین شده هستند. مانند تخلخل کمتر از ۵درصد، تا در محاسبات حجم نفت قابل بازیافت دخالت داده نشوند، زیرا با فناوری‌های فعلی قابلیت استحصال این درصد هیدروکربور وجود ندارد. سلول‌های دارای بیش از ۵۰ درصد آب، زیرا از نظر اقتصادی نصب تاسیساتی برای جدایش این مقدار آب به صرفه نیست، از محاسبات حجم هیدروکربور قابل بازیاف، حد برش گفته می‌شود. پس از اندازه‌گیری‌های انجام شده، با مقایسه بین نگاره‌ها با آزمایش‌های مغزه‌های برداشت شده میزان تخلخل، تراوایی و اشباع آب میدان جفیر اندازه‌گیری شده است. حدود برش تعیین شده برای پارامترهای مخزنی میدان جفیر، برای تخلخل ۳٫۸درصد، تراوایی ۱۰میلی دارسی و اشباع آب ۶۰ درصد مشخص شده است.

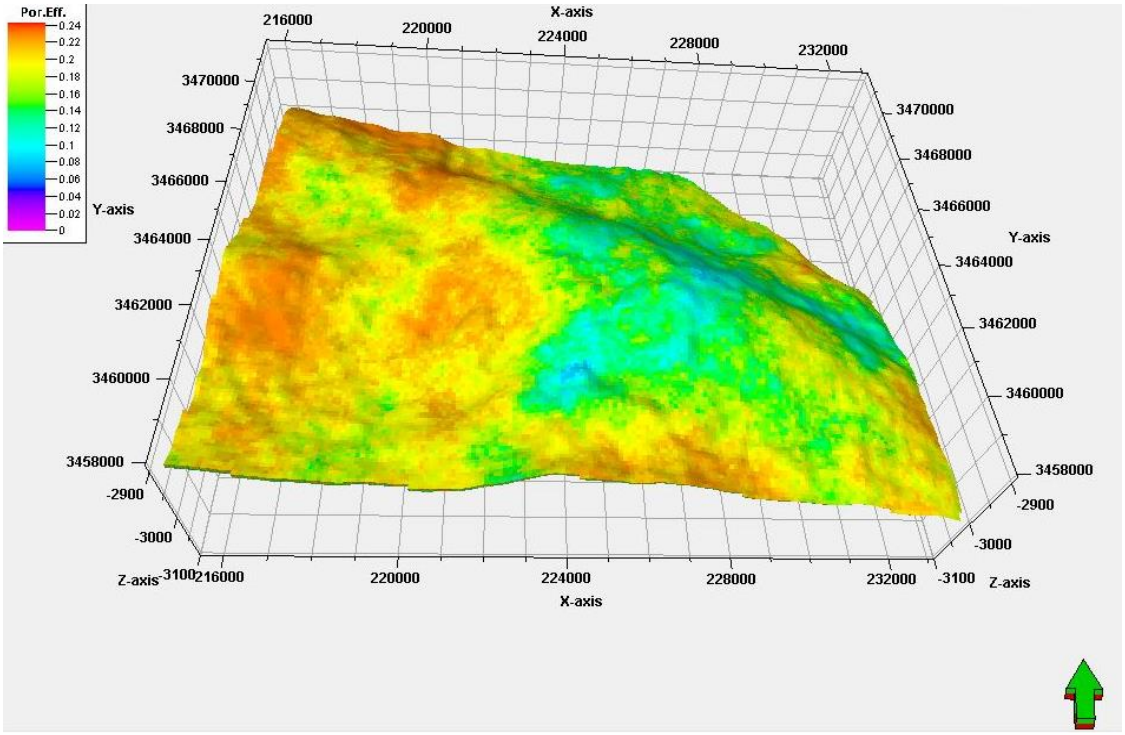
با استفاده از حدود برش تعیین شده مدل NTG تهیه شده است. از این مدل برای محاسبات حجمی استفاده می‌شود. با استفاده از این مدل می‌توان حجم مفید مخزن را تغییر داد. برای ساخت مدل NTG دو روش وجود دارد. یکی تهیه نگاره NTG و سپس ساخت مدل NTG مانند مدل‌سازی تخلخل و تراوایی است. روش دیگر استفاده از حد برش است. با استفاده از مدل‌های تخلخل، تراوایی و اشباع آب ساخته شده در قسمت مدل و با استفاده از ماشین حساب نرم‌افزار پترل حدود برش برای مدل‌های ساخته شده تعریف و نوع مدل تعیین می‌شود. قابل ذکر است که مدل NTG یک مدل ناپیوسته است بدین معنی که نقاط دارای هرسه خصوصیات مخزنی تعیین شده حد برش، مخزن تعریف شده و سایر نقاط غیر مخزنی در نظر گرفته شده است. مدل NTG ساخته شده میدان جفیر با استفاده از روش دوم (حد برش) تهیه شده است. در شکل (۴-۸) شمای سه بعدی مدل NTG ترسیم شده است.



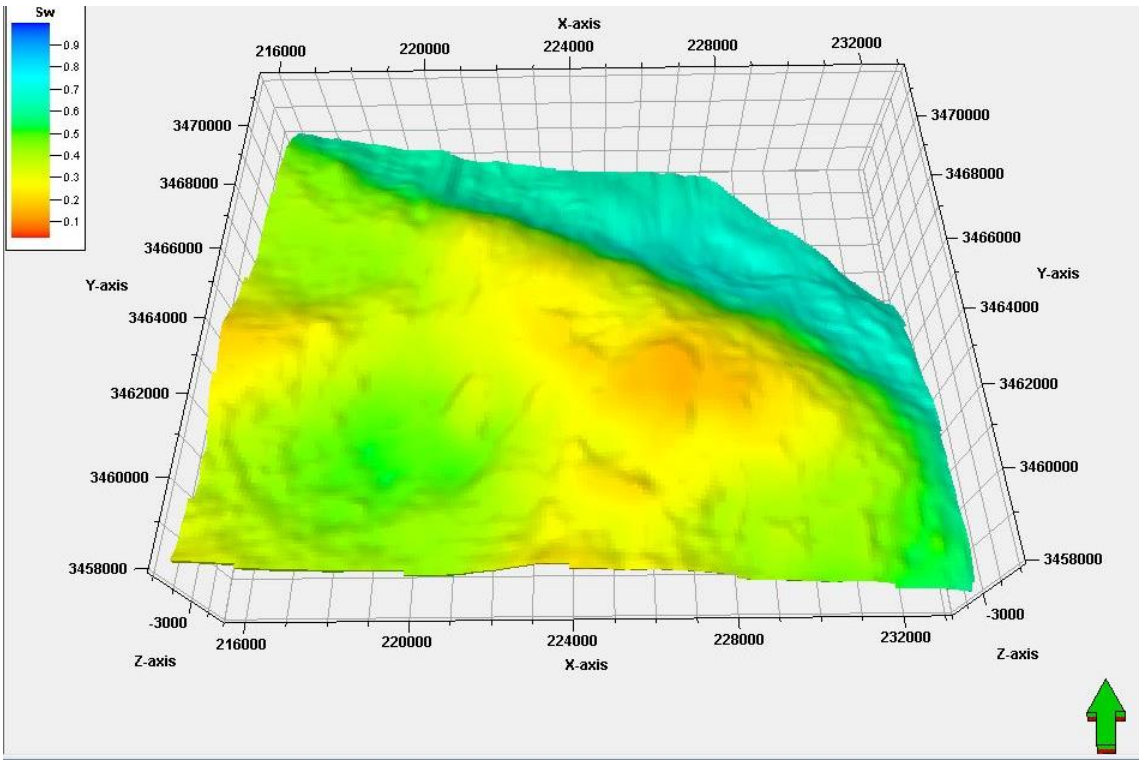
شکل(۴-۸) مدل NTG ساخته شده سازند ایلام با استفاده از حد برش میدان جفیر

۴-۵- تعیین محدوده بهینه ایلام بالایی

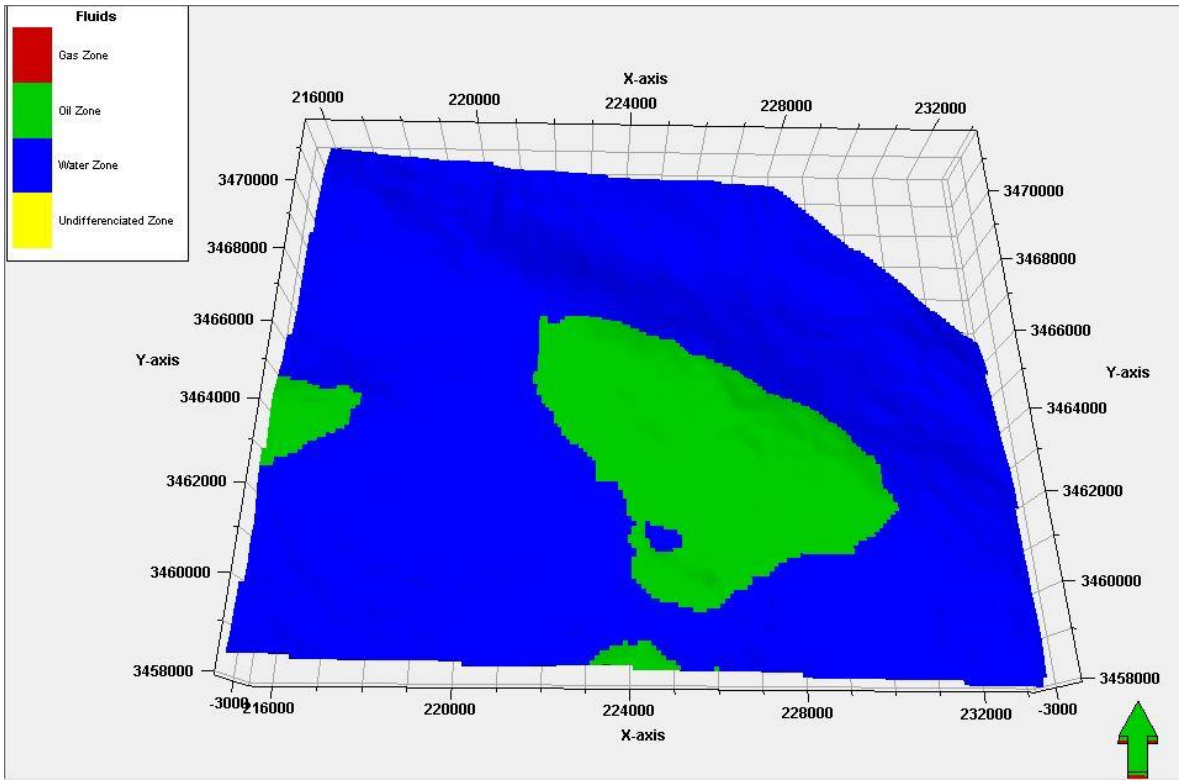
برای تعیین محدوده بهینه حفاری از مدل‌های تخلخل، اشباع آب، تراوای و ضخامت در سازند ایلام استفاده شده است. پس از بررسی مدل تخلخل میزان تخلخل در زون ایلام بالایی تعیین شده است. در شکل (۴-۹) ارایه شده است. در این مدل قسمت‌های متخلخل قابل تشخیص است. بخش متخلخل قسمت شمال‌غربی میدان است. نتایج مدل‌سازی تراوایی میدان جفیر نشان داد که تراوایی در این میدان پایین است. تنها برای تعیین محدوده در مدل NTG از تراوایی استفاده شده است. از مدل اشباع آب شکل(۴-۱۰)، نیز برای تعیین حد برش استفاده شده است. با بررسی‌های انجام شده و با استفاده از مدل‌های اشباع آب و تخلخل قسمت‌های مشترک مدل‌ها برای محدوده بهینه انتخاب شده است. همچنین از خط تماس آب-نفت شکل (۴-۱۱)، و قطع آن با مدل NTG برای مشخص شدن محدوده انتخاب شده است. در نهایت محدوده بهینه تعیین شده است. اما با توجه به ضخامت کم زون ایلام بالایی پارامتر ضخامت نیز برای طراحی چاه و محل چاه باید در نظر گرفته شود. در شکل (۴-۱۲) محدوده مشخص شده با نقشه ضخامت زون ایلام بالایی نشان داده شده است.



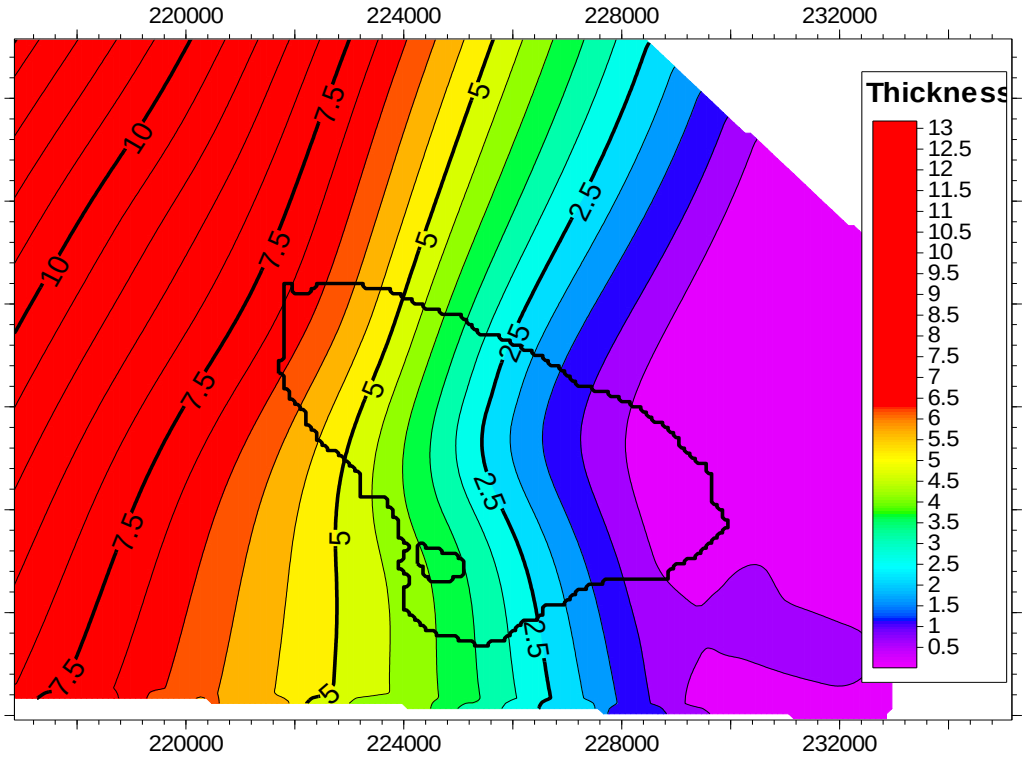
شکل(۴-۹) مدل تخلخل موثر زون ایلام بالایی میدان جفیر



شکل(۴-۱۰) مدل اشباع آب زون ایلام بالایی میدان جفیر



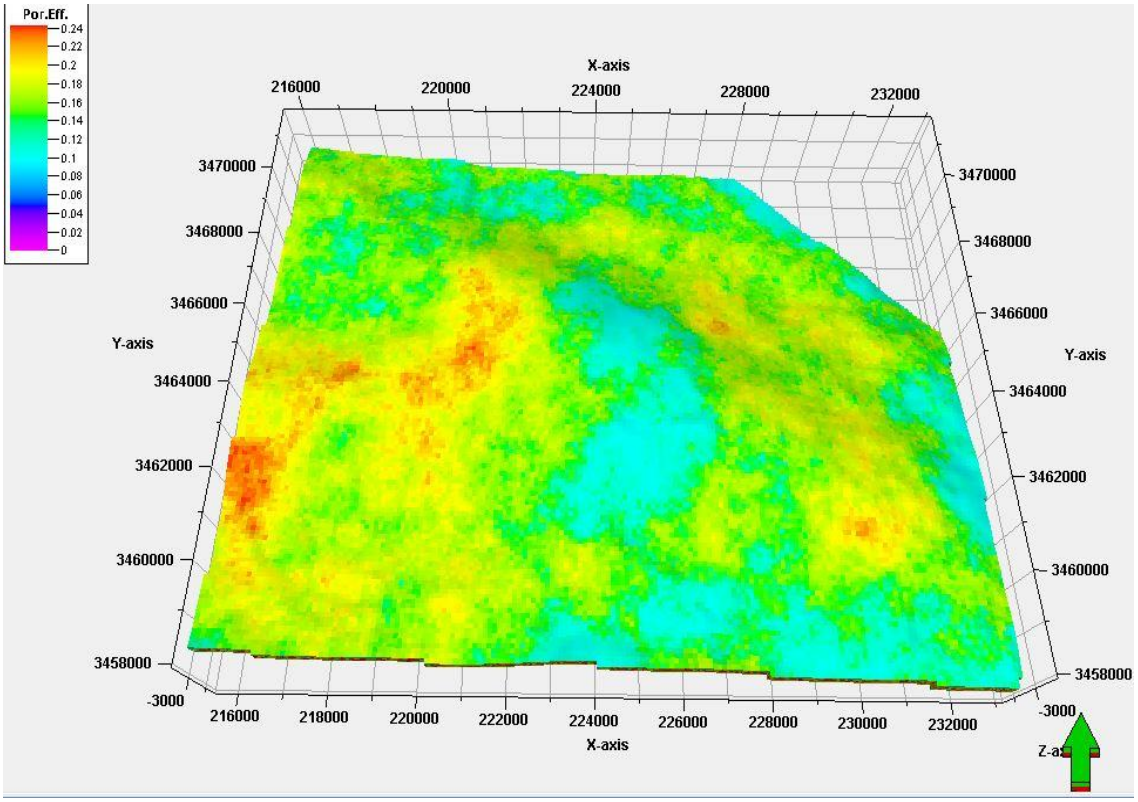
شکل (۴-۱۱) سطح تماس آب - نفت زون ایلام بالایی میدان جفیر



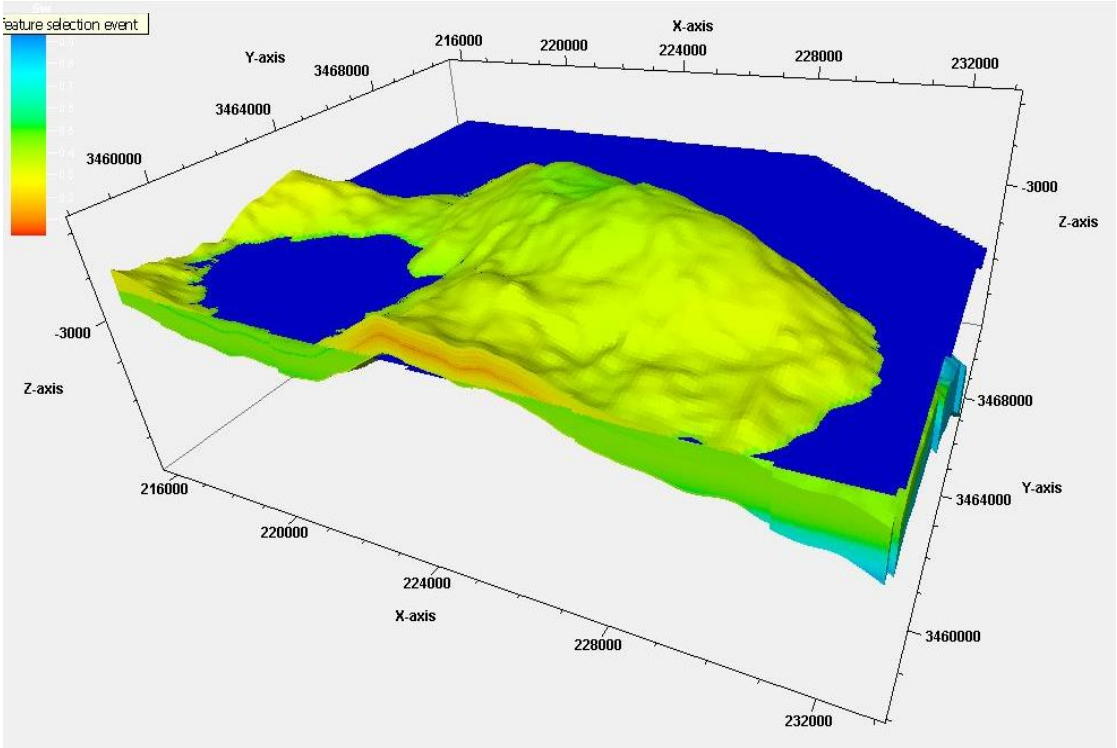
شکل(۴-۱۲) نقشه ضخامت و محدوده بهینه زون ایلام بالایی میدان جفیر

۴-۶- تعیین محدوده بهینه ایلام اصلی

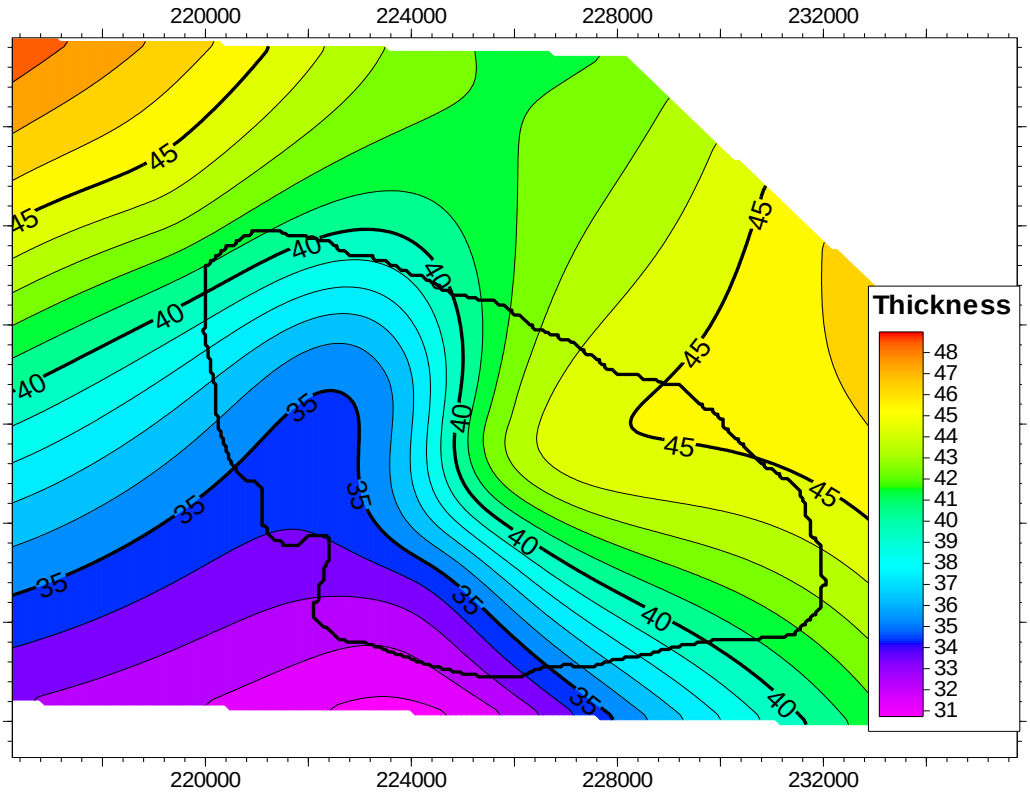
زون ایلام اصلی، اصلی‌ترین زون دارای هیدروکربور میدان جفیر است. تعیین محدوده بهینه این زون نیز همانند بررسی‌های انجام شده برای زون ایلام بالایی انجام شده است. در این زون نیز مدل‌های تخلخل، تراوایی اشباع آب و NTG با هم مقایسه شده و همچنین با اعمال سطح تماس آب – نفت محدوده بهینه تعیین شده است. مدلهای تخلخل اشباع آب و سطح تماس آب نفت و درنهایت نقشه ضخامت و محدوده بهینه برای زون ایلام اصلی میدان جفیر در شکل‌های (۴-۱۳) تا (۴-۱۵) ارایه شده است.



شکل (۴-۱۳) نقشه تخلخل زون ایلام اصلی میدان جفیر



شکل(۴-۱۴) مدل اشباع آب و سطح آب- نفت زون ایلام اصلی میدان جفیر



شکل(۴-۱۵) نقشه ضخامت و محدوده بهینه زون ایلام اصلی میدان جفیر

۴-۷- طراحی و بهینه‌سازی چاه‌های چندشاخه‌ای

تعداد چاه، مکان و طراحی مسیر چاه یکی از جنبه های بسیار مهم برنامه توسعه میادین نفتی است. هدف برنامه توسعه میدان طراحی مسیر بهینه چاه برای بیشینه سازی تماس چاه و مخزن است. هدف از پیش تعیین شده شرکت‌های نفتی طراحی مسیر چاه برای تعیین مطلوب‌ترین راه حفاری به لایه مخزنی کاری دشوار است. همچنین چاه‌ها یکی از بخش‌های گران‌قیمت توسعه میدان هستند که باید با دقت و دانش کافی طراحی شوند. از این رو طراحی مسیر چاه نیازمند تلاش یک تیم از کارشناسان زمین شناسی، ژئوفیزیک، مهندسین مخزن و مهندسین حفاری است. پارامترهای مختلف تاثیرگذار در

طراحی مسیر چاه شامل: محل دکل[1]، اثر بخشی هزینه[2]، مجموع طول حفاری، منطقه هدف، شدت پاسگی[3]، ارزش اقتصادی و غیره است. بر اساس این پارامترها چاه می‌تواند افقی، انحرافی یا چندشاخه‌ای طراحی و حفاری شود.

از دیگر عواملی که برای طراحی مناسب چاه باید لحاظ شود. با توجه به ضخامت ناحیه تولیدی، چاه باید به شکلی طراحی شود که قسمت عمده‌ای از مخزن را در برگیرد. همچنین پارامترهای مختلف عملیاتی حفاری و طراحی برای بهینه‌سازی چاه‌ها نیازمند بررسی هستند.

به منظور استفاده از چاه‌های چندشاخه‌ای ابتدا باید مکان و طول مناسب چاه برای رسیدن به تولید بیشینه برآورد گردد. با توجه به ضخیم بودن مخزن در برخی قسمت‌ها، بخش افقی نمی‌تواند در برگیرنده تمامی ضخامت مخزن باشد؛ اما چاه‌های چند شاخه‌ای در مقایسه با چاه‌های عمودی و افقی سطح بیشتری از مخزن را پوشش می‌دهند. همچنین استفاده از چاه‌های چندشاخه‌ای درکناره‌ها و قسمت‌های نازک‌تر مخزن که به سطح تماس آب و نفت نزدیک‌تر است، بهتر است.

برای طراحی چاه‌های چندشاخه‌ای مناسب، باید مواردی از قبیل تعداد، طول و فاصله شاخه‌ها از یکدیگر مدنظر قرار گیرد. برای انتخاب تعداد شاخه‌های جانبی، ضخامت مخزن و تراوایی در جهت عمودی بررسی می‌شود. تعداد شاخه‌ها باید به‌گونه‌ای باشد که بتواند تمام ضخامت مخزن، به ویژه قسمت‌های مرکزی را در برگیرد و میزان نفت استحصال نشده حداقل باشد.

از آنجاکه چاه‌های چندشاخه‌ای در محل اتصال شاخه‌های جانبی به شاخه اصلی بسیار آسیب‌پذیر هستند، باید به‌نحوی طراحی شوند که نقطه اتصال در لایه‌های سخت و پایدار قرار گیرد. در غیر این‌صورت نیاز به سطح تکمیل چاه بالاتر است که باعث افزایش هزینه‌های چاه می‌شود. باتوجه به تجربه‌های حفاری چاه‌های چندشاخه‌ای نرخ زاویه‌سازی در قسمت منحنی شاخه‌های جانبی باید تا حد

[1] Rig
[2] Cost Effectiveness
[3] Dogleg

امکان کوچک باشد، تا ریسک حفاری، حداقل شود. همچنین در زمان حفاری محل اتصال، وزن گل برابر فشار افقی سازند در نظر گرفته شود تا تاثیرات هندسی حذف شوند و پایداری گمانه بهینه باشد.(Aadony 1999).

علاوه بر موارد ذکر شده، جهت بهینه‌سازی سرمایه و افزایش سودهی، سطح تکمیل چاه در طراحی چاه‌های چندشاخه‌ای باید مد نظر قرار گیرد. همچنین طول قسمت تولیدی شاخه‌های جانبی، پارامتر بسیار موثری است که در میزان تولید چاه‌ها تاثیرگذار است.

۴-۸- بهینه سازی و حفاری چاه‌های چندشاخه‌ای در میدان جفیر

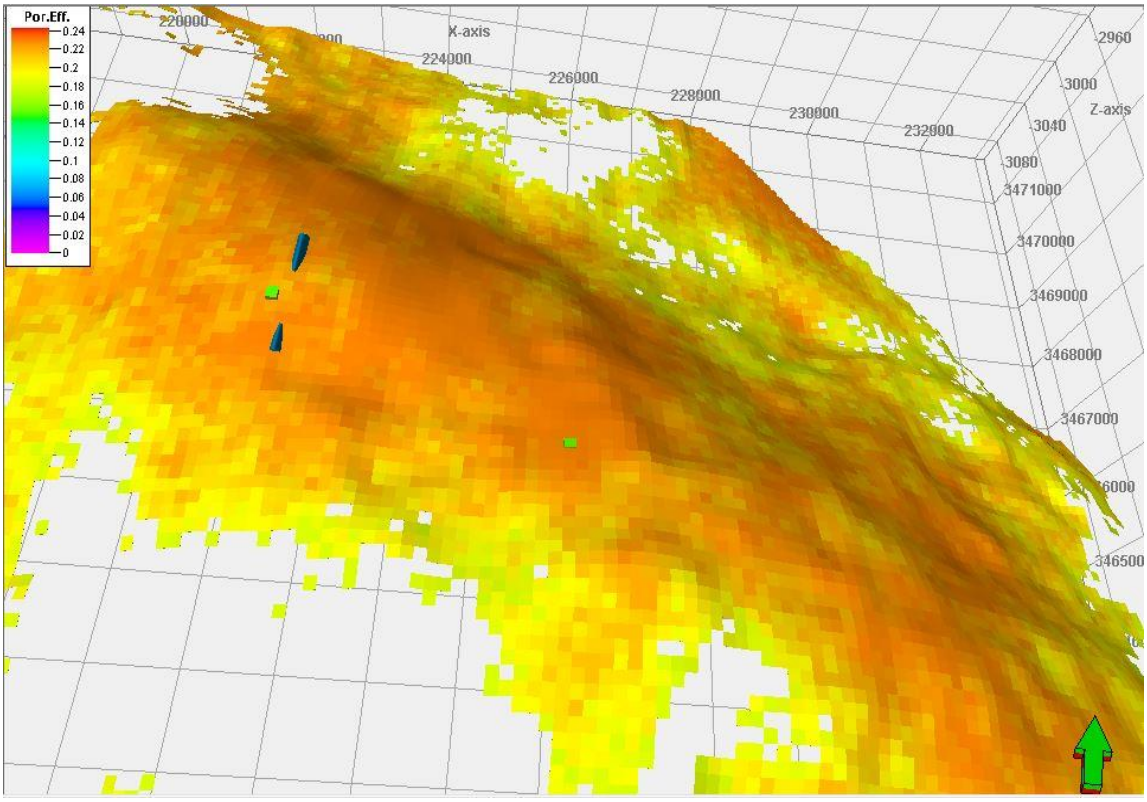
اولین قدم در طراحی مسیر چاه، طراحی به نحوی صورت گیرد که به هدف مورد نظر برسد. طرح اولیه شامل تمام مسیرهایی است که از لحاظ اقتصادی امکان حفاری داشته باشند. طرح ثانویه شامل تاثیر پارامترهای زمین‌شناسی بر تجهیزات ته‌چاهی مورد استفاده و سایر فاکتورهایی است، که در طراحی مسیر چاه موثر هستند. حفاری چندشاخه‌ای برای دستیابی به اهداف خاص که چاه‌های عمودی توانایی دستیابی به آن را ندارند درنظر گرفته می‌شود. حفاری چندشاخه‌ای شامل حفاری عمودی(چاه مادر)، حفاری افقی(شاخه اصلی) و حفاری انحرافی (شاخه‌های جانبی) است. جهت دستیابی به هدف از پیش تعیین شده در زیر سطح زمین است. برای حفاری چاه جدید در یک میدان رعایت فاصله لازم چاه از محل چاه‌هایی که قبلا در میدان حفاری شده‌اند الزامی است. خصوصیات پتروفیزیکی، حضور گسل و شکستگی پارامترهای دیگری هستند که در تعیین مسیر چاه باید به آنها توجه شود. مسیر چاه باید به گونه‌ای طراحی شود که از مناطق با تخلخل و تراوایی بالا عبور کرده، و حداکثر ضخامت زون دارای هیدروکربور را پوشش دهد. همچنین در طراحی مسیر چاه بهتر است مسیر چاه عمود بر امتداد شکستگی‌ها باشد، تا شکستگی‌های بیشتری را قطع کند که باعث افزایش سطح تماس چاه و مخزن و افزایش نرخ تولید می‌شود.

برای طراحی مسیر حفاری پارامترهای عملیاتی و مخزنی زیادی تاثیر گذار هستند که جهت بهینه‌ترین مسیر حفاری باید از تمام اطلاعات موجود استفاده کرد. پارامترهای تاثیرگذار در این تحقیق برای بهینه‌سازی پارامترهای مخزنی در نظر گرفته شده است که از مدل‌های تخلخل، تراوای، اشباع آب و NTG و همچنین بررسی نقشه‌های خطوط همتراز زیرزمینی ضخامت استفاده شده است. جهت بهینه‌سازی، تابع هدف تعریف شده، بیشترین سطح تماس چاه با مخزن جهت افزایش تولید است. پس از تعیین محدوده‌های بهینه برای زون‌های مخرنی ایلام بالایی و ایلام اصلی، سازند ایلام میدان جفیر که در بخش قبلی ارایه شد و براساس دستور العمل شرکت نفت چاه چندشاخه‌ای انتخاب شده برای این میدان از نوع چنگالی با دو شاخه جانبی بود. عمق‌های تقریبی نیز برای حفاری در میدان جفیر به ترتیب برای زون ایلام بالایی و ایلام اصلی ۲۹۰۹ و ۲۹۱۵ تا ۲۹۳۰ پیشنهاد شده است.

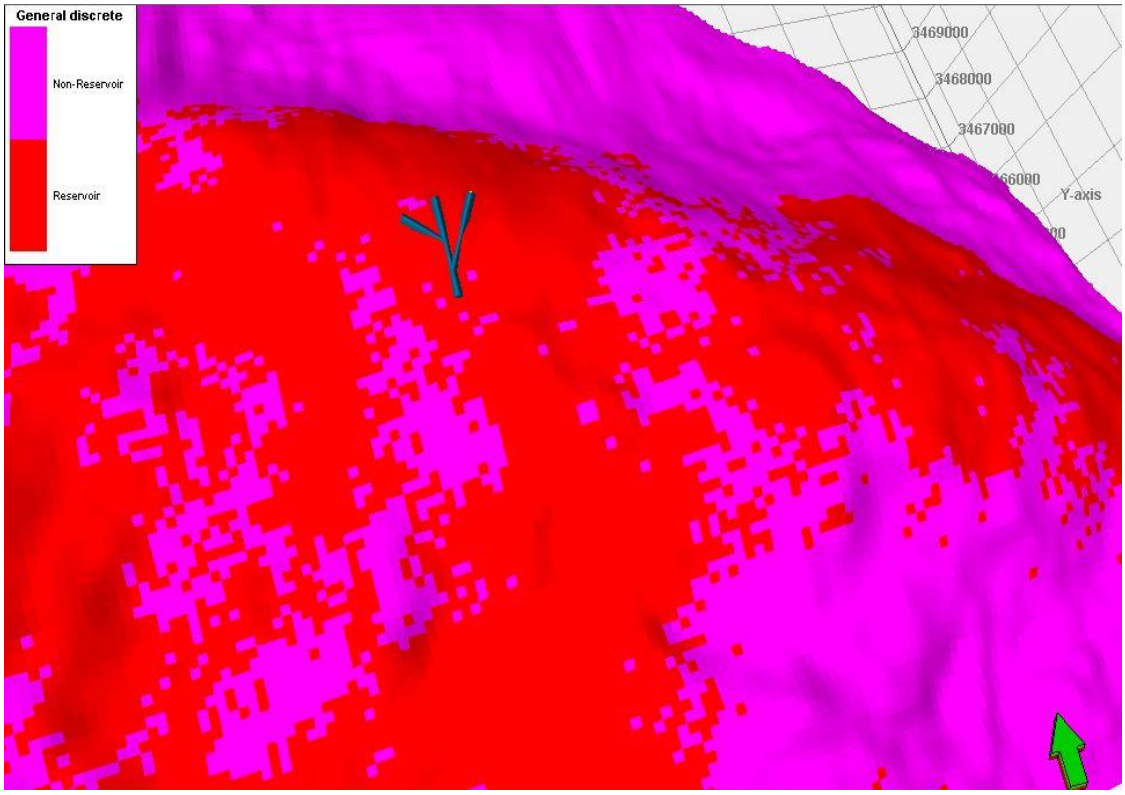
۴-۹- بهینه‌سازی حفاری چاه چندشاخه‌ای در زون ایلام بالایی

پس از مدل‌سازی سازند ایلام و بررسی مدل‌های ساخته شده همانطور که در بخش قبل اشاره شد محدوده بهینه باتوجه به خصوصیات و پارامترهای مخزنی مشخص شد. نتایج حاصل از مدل‌سازی نشان داد که سازند ایلام در میدان جفیر از تخلخل خوبی برخوردار است اما تراوایی آن پایین است. مدل اشباع آب نیز جهت تعیین سطح تماس آب نفت استفاده شده است. از مدل NTG با استفاده از حدود برش برای تعیین محدوده مخزنی و غیر مخزنی استفاده شده است. در نهایت محدوده بهینه برای حفاری مشخص شد. پس از تعیین محدوده بهینه با توجه به ضخامت کم زون ایلام بالایی از نقشه های خطوط همتراز زیرزمینی ضخامت، جهت محدود کردن محدوده جهت تعیین مکان جانمایی چاه در محدوده تعیین شده استفاده شده است. پس از بررسی های انجام شده باتوجه به کوچک شدن محدوده برای زون ایلام بالایی یک چاه چند شاخه ای در نظر گرفته شد. پارامتر مخزنی تاثیرگذار جهت طراحی مسیر چاه استفاده از مدل تخلخل بود. سپس با اعمال فیلتر برای تعیین محیط‌های با تخلخل بالاتر شکل (۴-۱۶) و با در نظر گرفتن مدل NTG برای دنبال کردن محیط‌های مخزنی و مسیر حفاری چاه طراحی

شده است. همچنین چاه طراحی شده در زون ایلام بالایی به‌خاطر ضخامت کم این زون با آزیموت تقریبی ۹۰ درجه حفاری شده است. طراحی نهایی این چاه در مدل NTG در شکل(۴-۱۷) ارایه شده است. مختصات چاه طراحی شده نهایی با توجه به پارامترهای مخزنی میدان در جدول (۴-۱) ارایه شده است.



شکل(۴-۱۶) طراحی شاخه افقی اصلی زون ایلام بالایی با اعمال فیلتر ۱۸٪ مدل تخلخل



شکل(۴-۱۷) مقطع مدل NTG و چاه چندشاخه‌ای طراحی شده در زون ایلام بالایی میدان جفیر

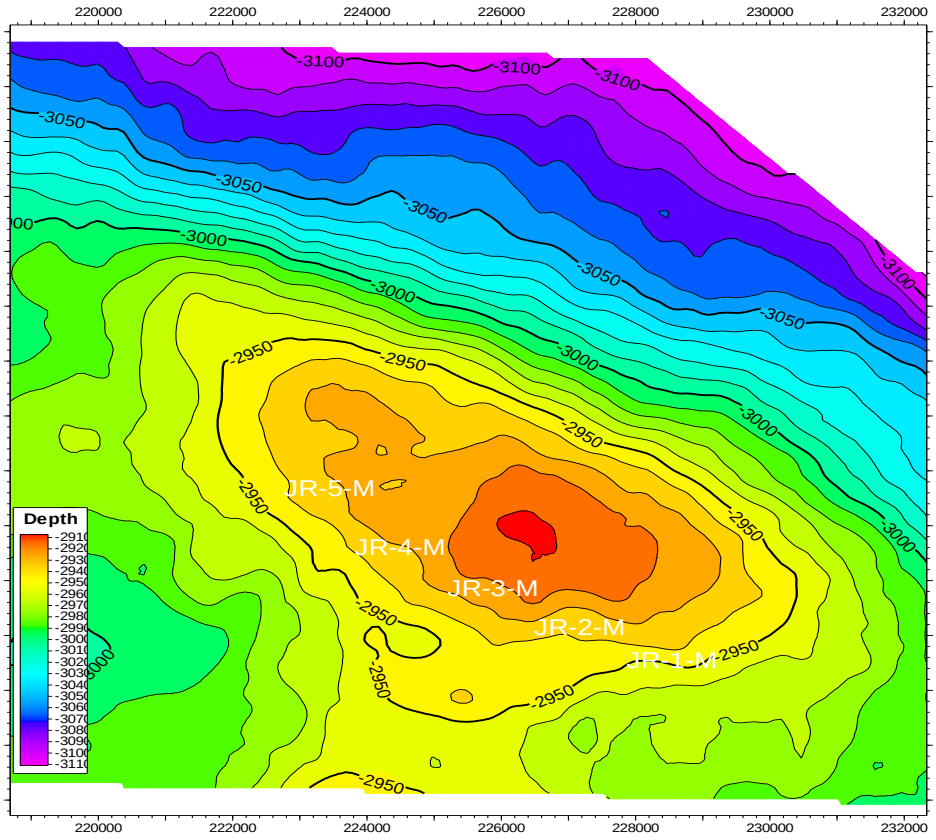
جدول(۴-۱) مختصات نقاط ابتدایی و انتهایی چاه طراحی شده در زون ایلام بالایی و شاخه های جانبی آن

چاه		مختصات		
		X	Y	Z
JR_Il_U	شاخه افقی اصلی	۲۲۳۲۶۵.۴۳	۳۴۶۵۸۱۷.۸۶	-۲۹۱۱
		۲۲۳۲۲۷.۳۴	۳۴۶۴۶۷۹.۰۷	-۲۹۱۲
	شاخه جانبی اول	۲۲۳۶۷۲.۴۴	۳۴۶۵۷۷۸.۹	-۲۹۱۰.۸
		۲۲۳۲۴۳.۱۷	۳۴۶۴۹۷۴.۸۹	-۲۹۱۱.۶
	شاخه جانبی دوم	۲۲۳۲۵۵.۵۸	۳۴۶۵۲۸۳.۷۱	-۲۹۱۱.۳
		۲۲۲۸۷۰.۴۶	۳۴۶۵۷۲۶.۱۷	-۲۹۱۵

۴-۱۰- بهینه‌سازی حفاری چاه‌های چندشاخه‌ای در زون ایلام اصلی

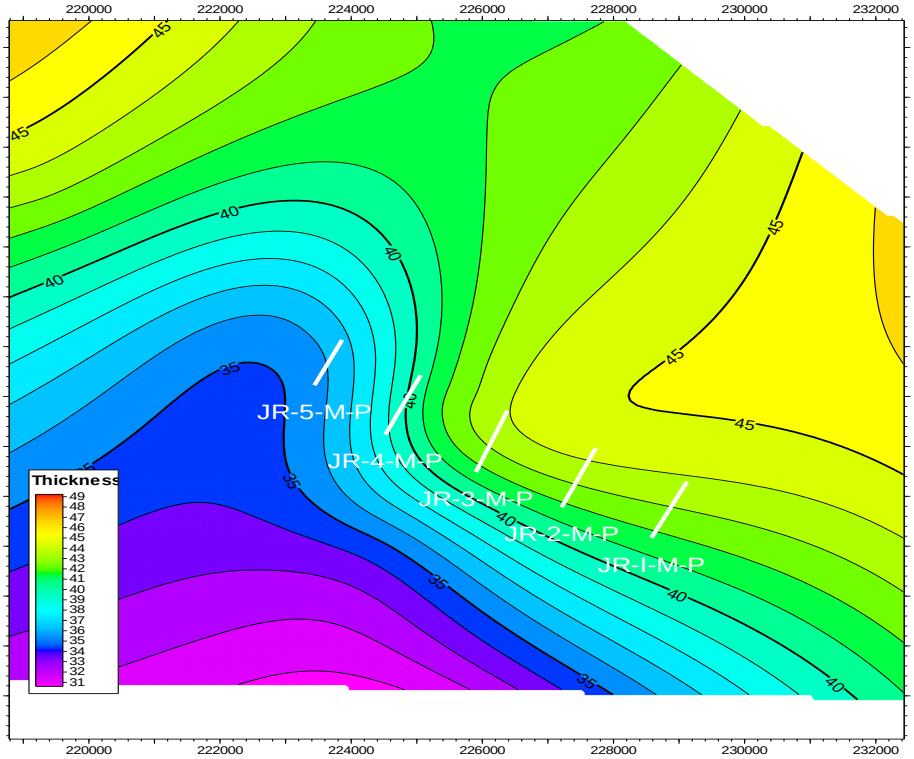
زون ایلام اصلی مهم‌ترین مخزن میدان جفیر است و بیشترین ذخیره هیدروکربن در این زون قرار دارد. روش بهینه‌سازی حفاری در زون ایلام اصلی نیز همانند زون ایلام بالایی است. در گام اول تعیین مکان بهینه چاه و در گام بعدی مسیر یابی انجام شده است. در این زون با توجه به برنامه توسعه میدان ۵ چاه

در نظر گرفته شده است. مکان چاه باتوجه به مشخص بودن مکان چاه‌های شماره ۴ و ۵ سه چاه دیگر هم راستا با چاه‌های شماره ۴ و ۵ با رعایت فاصله مناسب از یکدیگر حفاری شده‌اند. نوع چاه‌ها نیز مانند زون ایلام بالایی چنگالی در نظر گرفته شده است. پس از تعیین مکان چاه‌ها، جهت چاه‌ها با توجه به شیب تاقدیس و همچنین برای پوشش قسمت ضخیم‌تر مخزن، در جهت عمود بر روند تاقدیس یعنی به سمت شمال شرقی - جنوب غربی و با بررسی نقشه خطوط همتراز زیرزمینی ضخامت تعیین شده است. در این زون نیز همانند زون ایلام بالایی باتوجه به محدوده بهینه تعیین شده با توجه به سطح تماس آب - نفت و با در نظر گرفتن مدل‌های تخلخل و NTG مسیرهای شاخه‌های افقی اصلی طراحی، و سپس شاخه‌های جانبی جهت پوشش میدان از شاخه افقی اصلی طراحی شده است. در شکل(۴-۱۸) مکان چاه‌های طراحی شده زون ایلام اصلی میدان جفیر در نقشه خطوط همتراز زیرزمینی عمقی نشان داده شده است.

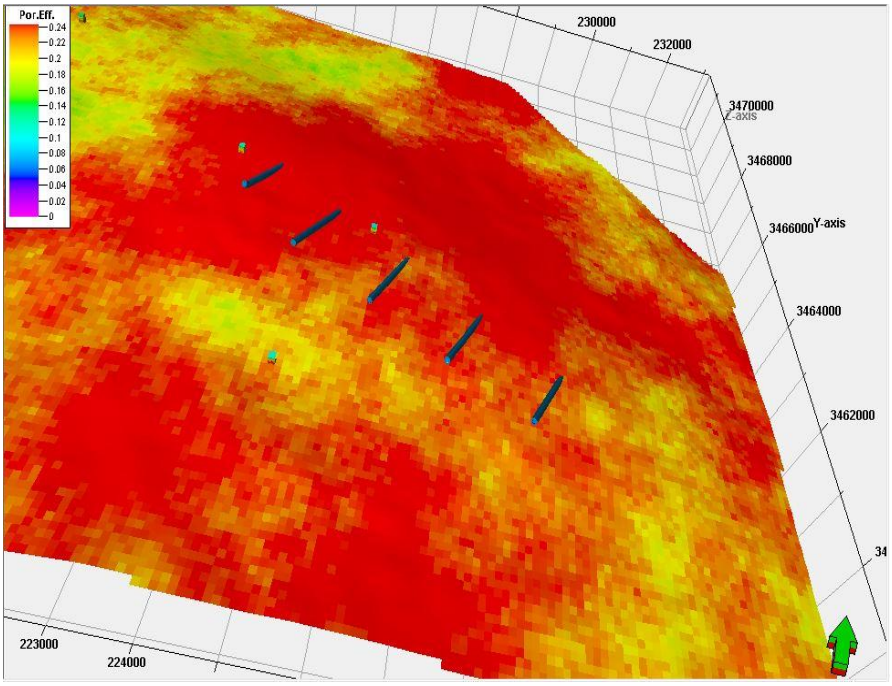


شکل(۴-۱۸) جانمایی چاه‌های زون ایلام اصلی میدان جفیر در نقشه خطوط همتراز زیرزمینی عمقی

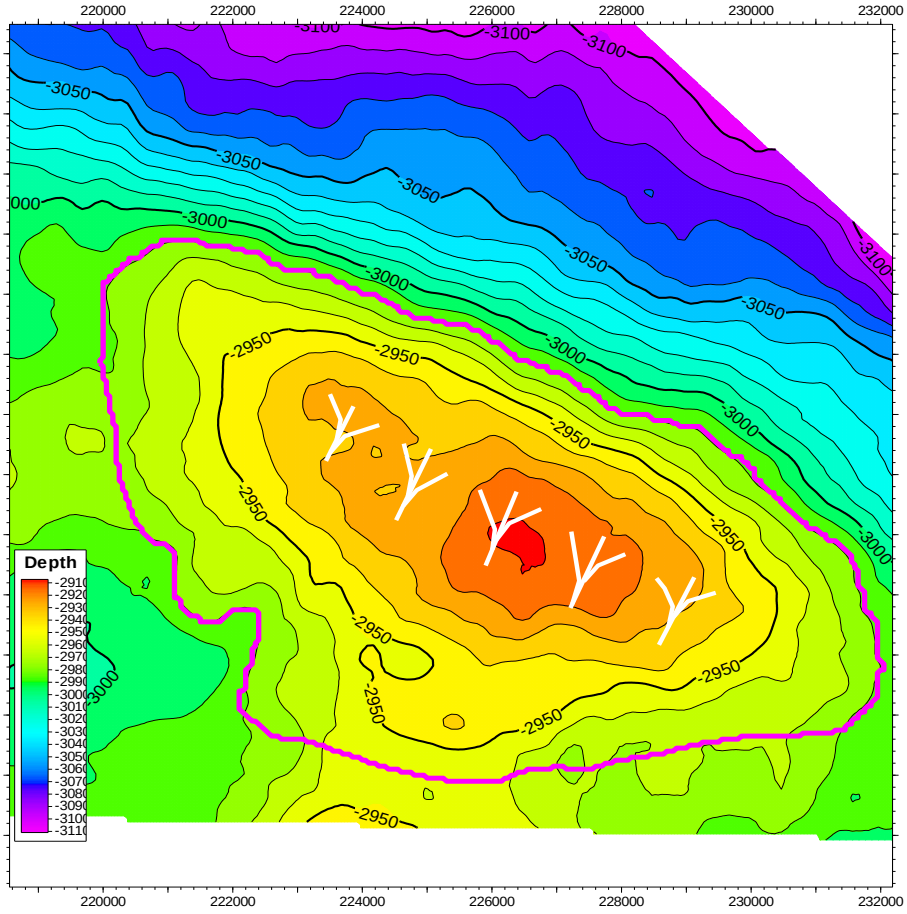
پس از جانمایی چاه‌ها جهت پوشش قسمت ضخیم‌تر مخزن همانگونه که در شکل (۴-۱۹) نشان داده شده است جهت شاخه اصلی در جهت قسمت ضخیم تر مخزن و در راستای شیب مخزن طراحی شده است. در شکل (۴-۲۰) چاه‌های طراحی شده میدان جفیر با مقطع تخلخل، شکل(۴-۲۱) مسیر چاه‌های طراحی شده در نقشه عمقی ارایه شده است. و جدول (۴-۲) مختصات مسیر چاه‌های طراحی شده نشان داده شده است.



شکل(۴-۱۹) نقشه مسیر شاخه اصلی طراحی شده زون ایلام اصلی میدان جفیر در نقشه خطوط همتراز زیرزمینی ضخامت



شکل(۴-۲۰) مسیر چاه‌های طراحی شده زون ایلام اصلی میدان جفیر با مقطع تخلخل



شکل(۴-۲۱) چاه‌های طراحی شده زون ایلام اصلی به همراه مرز سطح آب-نفت در نقشه عمقی

جدول(۴-۲) مختصات نقاط ابتدایی و انتهایی چاه‌های طراحی شده در زون ایلام اصلی و شاخه‌های جانبی آن

چاه		مختصات		
		X	Y	Z
JR_Il_M_1	شاخه افقی اصلی	۲۲۸۵۷۷.۸	۳۴۶۱۱۶۷.۳	-۲۹۲۶.۲
		۲۲۹۱۲۲.۸	۳۴۶۲۲۹۲.۸	-۲۹۷۲.۳
	شاخه جانبی اول	۲۲۸۷۲۳.۴	۳۴۶۱۴۶۸.۱	-۲۹۳۸.۵
		۲۲۸۵۳۹.۳	۳۴۶۲۲۷۵.۲	-۲۹۶۴.۶
	شاخه جانبی دوم	۲۲۸۸۰۲.۹	۳۴۶۱۶۳۲.۱	-۲۹۴۵.۲
		۲۲۹۴۵۴.۰	۳۴۶۲۰۳۴.۸	-۲۹۷۷.۶
JR_Il_M_2	شاخه افقی اصلی	۲۲۸۸۰۲.۹	۳۴۶۱۶۳۲.۱	-۲۹۴۵.۲
		۲۲۹۴۵۴.۰	۳۴۶۲۰۳۴.۸	-۲۹۷۷.۶
	شاخه جانبی اول	۲۲۸۸۰۲.۹	۳۴۶۱۶۳۲.۱	-۲۹۴۵.۲
		۲۲۹۴۵۴.۰	۳۴۶۲۰۳۴.۸	-۲۹۷۷.۶
	شاخه جانبی دوم	۲۲۸۸۰۲.۹	۳۴۶۱۶۳۲.۱	-۲۹۴۵.۲
		۲۲۹۴۵۴.۰	۳۴۶۲۰۳۴.۸	-۲۹۷۷.۶
JR_Il_M_3	شاخه افقی اصلی	۲۲۵۹۰۲.۳	۳۴۶۲۴۸۶.۶	-۲۹۱۹.۴
		۲۲۶۳۸۱.۳	۳۴۶۳۷۱۶.۵	-۲۹۵۷.۷
	شاخه جانبی اول	۲۲۶۰۶۸.۲	۳۴۶۲۹۱۲.۷	-۲۹۳۲.۷
		۲۲۶۷۶۰.۱	۳۴۶۳۴۲۵.۷	-۲۹۵۵.۴
	شاخه جانبی دوم	۲۲۶۰۰۵.۳	۳۴۶۲۷۵۱.۰	-۲۹۲۷.۷
		۲۲۵۸۱۳.۰	۳۴۶۳۷۴۵.۶	-۲۹۵۹.۹
JR_Il_M_4	شاخه افقی اصلی	۲۲۴۵۲۱.۵	۳۴۶۳۲۴۱.۴	-۲۹۲۴.۶
		۲۲۵۰۵۹.۱	۳۴۶۴۴۲۷.۲	-۲۹۶۶.۲
	شاخه جانبی اول	۲۲۴۶۲۸.۷	۳۴۶۳۴۷۶.۸	-۲۹۳۲.۸
		۲۲۵۳۱۳.۲	۳۴۶۴۰۱۴.۸	-۲۹۶۸.۶
	شاخه جانبی دوم	۲۲۴۷۰۲.۷	۳۴۶۳۶۴۰.۳	-۲۹۳۸.۶
		۲۲۴۶۳۹.۸	۳۴۶۴۵۱۵.۵	-۲۹۶۸.۰
JR_Il_M_5	شاخه افقی اصلی	۲۲۳۴۳۸.۸	۳۴۶۴۲۲۶.۴	-۲۹۲۶.۲
		۲۲۳۸۶۲.۷	۳۴۶۵۱۳۵.۵	-۲۹۶۳.۵
	شاخه جانبی اول	۲۲۳۵۰۶.۵	۳۴۶۴۳۷۱.۷	-۲۹۳۹.۵
		۲۲۴۲۶۱.۹	۳۴۶۴۸۲۳.۵	-۲۹۵۵.۳
	شاخه جانبی دوم	۲۲۳۶۰۴.۱	۳۴۶۴۵۸۱.۰	-۲۹۴۶.۱
		۲۲۳۵۰۰.۸	۳۴۶۵۳۳۷.۵	-۲۹۶۲.۹

فصل پنجم

نتیجه‌گیری و ارایه پیشنهادات

۵-۱- نتیجه‌گیری

- چاه‌های چندشاخه‌ای از جمله فناوری‌های نوین در صنعت نفت است که کاربرد بسیار موفقی برای حفاری مخازن با تراوایی کم و مخازنی که به روش‌های دیگر قابل برداشت نیستند نشان داده است.
- با توجه به بالا بودن هزینه‌های حفاری چاه‌های چندشاخه‌ای نسبت به چاه‌های عمودی و افقی، نرخ تولید چند برابری از مخزن نسبت به سایر روش‌های حفاری دارند. همچنین استفاده از این فناوری باعث کاهش شدید تعداد چاه‌های حفر شده می‌شود.
- از چاه‌های چندشاخه‌ای برای حفاری از یک سکوی خشکی و مخازنی که در دریا قرار دارند و برای حفاری چند مخزن استفاده می‌شود. همچنین برای کنترل فوران یک چاه و همچنین به‌عنوان چاه مشاهده‌ای و تزریقی آب و گاز از این چاه‌ها استفاده می‌شود.
- حفاری چاه‌های چندشاخه‌ای نیازمند دانش و آگاهی کافی از حفاری چندشاخه‌ای است که نیازمند بررسی‌های مخزنی و شناخت نواحی دارای پتانسیل حفاری است. مدل‌سازی مخزن با توجه به داده‌های موجود و برداشت شده در اکثر میادین شناخت و دید مناسبی از میدان ارایه می‌کند.
- مدل‌سازی مخازن روش بسیار مفیدی برای مطالعات مخزن است و همچنین باتوجه به قابلیت‌های مدل‌سازی مخزن می‌توان مراحل مختلف طول عمر یک میدان را پایش کرد و همچنین برای مشکلات بوجود آمده تمهیدات لازم را در نظر گرفت.
- حفاری در مخزن نیازمند بررسی چندین پارامتر در یک میدان است، بررسی و استفاده از مدل‌های استاتیکی مخزن (تخلخل، تراوایی یا اشباع آب)، مدل‌سازی پارامترهای مهم و موجود در میدان برای انتخاب یک مسیر حفاری بهینه لازم و ضروری است.

- برای تعیین مسیر حفاری در میدان جفیر از مدل‌های تخلخل، تراوایی، اشباع آب و مدل NTG و همچنین در نظر گرفتن سطح تماس آب - نفت استفاده شده است که کمک بسیار زیادی برای تعیین محدوده بهینه و قسمت‌های مخزنی و غیر مخزنی کرده است.
- با بررسی نتایج مدل‌سازی مخازن میدان جفیر، و امکان‌سنجی حفاری چاه‌های چندشاخه‌ای در این میدان، سازند ایلام با تخلخل بالا و ترواییی کم برای حفاری چند شاخه‌ای مناسب ارزیابی شد.
- نتایج بررسی‌های انجام شده خصوصیات مخزنی میدان جفیر، با توجه به تخلخل بالا و تراوایی کم برای سازند سروک نیز از دیدگاه امکان سنجی حفاری چند شاخه‌ای مناسب ارزیابی شد.
- باتوجه به بالا بودن هزینه تکمیل چاه به‌خصوص در چاه‌های چندشاخه‌ای همچنین با درنظر گرفتن زمین شناسی سازند ایلام سطح تکمیل ۱(چاه باز) برای شاخه‌های جانبی چاه‌های حفر شده در میدان جفیر در نظر گرفته شد.
- با بررسی مدل‌سازی پارامترهای تاثیر گذار در حفاری برای زون مخزنی ایلام بالایی یک چاه چنگالی که مختصات آن در جدول (۴-۱) ارایه شده است.
- و همچنین با بررسی مدل‌های استاتیکی تهیه شده از میدان برای زون مخزنی ایلام اصلی ۵ چاه چنگالی که مختصات آن در جدول(۴-۲) ارایه شد، طراحی شده است.

۵-۲- پیشنهادات

- مدل‌سازی مخزن وابستگی شدیدی به داده‌های برداشت شده و استفاده شده در نرم‌افزار شبیه‌ساز دارد. که در موضوع مدل‌سازی از اهمیت بالایی برخوردار است هرچه میزان داده‌های برداشت شده و در اختیار قرار داده شده بیشتر باشد توانایی استناد بیشتری به مدل‌های ساخته شده وجود دارد و نتایج دقیق‌تری ارایه می‌شود.

- مدل‌های مخزن معمولا با استفاده از داده‌های چاه‌پیمایی ساخته می‌شوند توصیه می‌شود برای تصدیق این داده‌ها از اطلاعات مغزه نیز استفاده شود و مدل‌های ساخته شده با دادهای حاصل از حفاری به روز شوند.
- برای طراحی مسیر حفاری در کنار مدل‌سازی مخزن استفاده از داده‌های لرزه‌ای ۳ بعدی می‌تواند کمک بسیار زیادی در طراحی مسیر انجام بدهد. توصیه می‌شود در کنار مدل‌سازی از این داده‌ها نیز برای طراحی مسیر استفاده شود.
- توصیه می شود پس از مدل‌سازی و طراحی مسیر از یک طراحی عملیاتی حفاری نیز استفاده شود و نتایج برای صحت سنجی مقایسه شوند.
- تعیین مکان چاه خود نیز از جمله مواردی است که پارامترهای زیادی در آن دخیل هستند این مساله خود نیز نیازمند مطالعات جامعتر و مفصل تری است.

مراجع

امیدوار آ. کمالی م. کاظم زاده ع. (۱۳۹۲) شبیه‌سازی سه‌بعدی استاتیکی و تخمین پارامترهای مخزنی با به‌کارگیری روش‌های زمین آماری در یکی از مخازن ایران فصلنامه علمی-پژوهشی پژوهش نفت سال بیستم شماره ۷۵ ۴۹-۵۷

امین‌زاده ع. میرجردوی ن. نوری طالقانی م. (۱۳۹۲) مدل‌سازی استاتیک مخازن نفت و گاز و تفسیر سایزمیک با استفاده از نرم افزار Petrel

رجبی م. (۱۳۸۲). بهینه‌سازی حفاری کمترین هزینه، حداقل زمان در حفر چاه، ماهنامه اکتشاف و تولید شماره ۶، ۱۰-۱۱

کاظمی ک. علمشاهی ر. (۱۳۹۳). ارزیابی چاه‌های چندشاخه‌ای و MRC. ماهنامه علمی- ترویجی اکتشاف و تولید نفت و گاز شماره ۱۱۱، ۲۰-۲۲

گزارش مقدماتی میدان نفتی جفیر(۱۳۸۰) شماره گزارش پ ۴۲۸۶

گزارش مهندسی نفت میدان جفیر، چاه شماره ۳ (آبان ۱۳۸۱)، گزارش شماره پ-۳۳۸۵ شرکت ملی نفت ایران مدیریت اکتشاف اداره کل مهندسی نفت شماره ۳۳۸۵

گزارش تکمیل چاه جفیر۵ (آبان ۱۳۸۹)اداره کل زمین شناسی گسترشی

گزارش زمین شناسی چاه اکتشافی جفیر ۴ (فروردین ۱۳۸۵) بهزاد صفاری وآرش ابرقانی شرکت ملی نفت ایران مدیریت اکتشاف اداره کل زمین شناسی

مسیحی م. (۱۳۹۱) اصول مدل‌سازی وشبیه سازی مخازن هیدروکربوری با رویکرد به مخازن شکافدار چاپ اول انتشارات ستایش، تهران ۹-۱۸

مطیعی ه. (۱۳۷۲) زمین شناسی ایران (چینه شناسی زاگرس) انتشارات سازمان زمین‌شناسی و اکتشافات معدنی کشور تهران ۱۹۲-۱۹۷

مطیعی ه. (۱۳۷۴) زمین‌شناسی نفت زاگرس جلد ۱ و ۲ انتشارات سازمان زمین‌شناسی کشور تهران ص ۱۰۱۰

میدان منصوری (۱۳۸۲) ماهنامه علمی- ترویجی اکتشاف و تولید نفت و گاز شماره ۶ ۲۸

مهدی پور و. هاشمی خ. (۱۳۹۳) مقایسه مراحل انجام مدل‌سازی استاتیک مخازن هیدرولیکی با استفاده از نرم افزارهای RMS و Petrel ماهنامه علمی-ترویجی اکتشاف و تولید نفت و گاز شماره۱۲۱ ۳۸-۴۲

نامجویان م.، عاقبتی،م. (شهریور ۱۳۸۷) کاربرد چاه‌های چندشاخه‌ای در بهره‌برداری از مخازن. ماهنامه اکتشاف و تولید- شماره۴۹، ۴۷-۵۰

Aadnoy B. S. Edland C. (1999) *Borehole Stability of Multilateral Junctions* SPE 56757 1-3

Abukhamsin A. Farshi M. M. Aziz K. (April 2010*) Optimization of Multilateral Well Design and Location in a Real Field uUsing a Continuous Genetic Algorithm* SPE 136944 1-16

Akram F. (August 2005) Msc thesis, *Reservoir Characterization (Modeling and Simulation) Using Outcrop*, Geological and Petrophysical Data Petroleum Engineering, Dalhousie University

Badru O. Kabir C. S. (2003) *Well Placment Optimization in field Development* SPE 84191 1-9

Ayokunle A. T. Hashem M. H. (2016) *Design Optimization of Multilateral Wells in Heterogeneous Reservoir* SPE 18764-MS 1-17

Bosworth, S. El-Sayed, Hs. Ismail, G. Ohmer, H. Retnanto, A. (winter 1998) *Key Issues in Multilateral Technology*, OilfieldReview10, No4, 14-28

Dossary A. S. Mahgoub A. A. (October 2003) *Challenges and Achievements of Drilling Maximum Resevoir Contact (MRC) Well in Shaybah Field* SPE/IADC 85307 1-7

Ehlig-Economides C. A. Mowat G.R. Corbett C. (1996) *Techniques for Multibranch Well Trajectory Design in the Context of a Three-Dimensional Reservoir Model* SPE 35505 213-214

Farmer C. L. Fowkes J. M. Gould N. I. M. (September, 2010) *Optimal Multilateral Well Placement* Report no. 10/06 1-13

Fraija, J. Ohmer, H. Pulick, T. (Autumn 2002) *New Aspects of Multilateral Well Construction,* Oil Field Review, Schlumberger, 52-69

Choe J. Schubert J. Juvkam-Wold H. (2005) *Well-Control Analyses on Extended-Reach and Multilateral Trajectories* SPE 97465 101-103

Claude G. Gerard R. (1999) *Increasing oil production through horizontal and multilateral wells Workshop on Enhanced Production of Old Oil Fields*, Surgut, Russia 1-8

Crumpton P. I. Habiballah W. A. Wardell-Yerburgh P. G. Nasser K. A. Faleh A. A. *Multilateral- Complex Well OPtimaziation* SPE 140882 1-12

Harber B. Stuker J. Pipchuk D. (2008) *Iproved System for Accessing Multilateral Wells in Canada* SPE 113724 1-4

Hill, A. D., Zhu, D., & Economides, M. J. (2008). *Multilateral wells*. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.

Hovda S. Haugland T. Waddell K. Leknes R. (1996) *World's First Application of a Multilateral System Combining a Cased and Cemented Junction with Fullbore Access to Both Laterals* SPE 36488 745-759

Jacob S. Baim A. S. Al-Bani F. A. (2007) *Drilling and Completing Intelligent Multilateral MRC Wells in Haradh Inc-3* SPE/IADC 105715 1-7

Joshi S.D. Ding W. (1996) *Horizontal Well Application: Reservoir Management* SPE 3706 105-113

Jordan M. Paez R. Umudoro K. (2002*) New Aspects of Multilateral Well Construction*, Oilfield Review14. No3 52-69

Lim B. Xi L. M. Quan C. X. Chang Z. J. Hua Z. Ping Q. Alan Goode (1998) *The Design Considerations of a Multilateral Well* SPE 48845 173-178

Mirzaei Paiaman, A. Moghadasi, J. (September 2009) *an Overview to Applicability of Multilateral Drilling in the Middle East Fields,* SPE 123955, 1-11

Mubarak S. M. Pham T. R. Al-Shamrani S. S. Shafiq M. (2009) *Case Study: The Use of Downhole Control Valves To Sustain Oil Production From the First Maximum Reservoir*

Contact, Multilateral, and Smart Completion Well in Ghawar Field SPE Production & Operation 428-430

NIOC 2007 *Geosciences and Petrophysics Jufeyr oil Field Section* 3&4

Verteuil R. McCourt I. (1998) *Introduction to Directional Drilling Schlumberger Technology* Corp 1-52

Salamy S.P. Al- Mubarak H. K. Ghamdi M. S. Hembling D. (2008) *Maximum Reservoir Contact Wells Performance Update: Shaybah Field, Saudi Arabia* SPE Production & Operation 439-443

Salas J. R. Clifford P.J. Jemkins D.P. (1996) *Multilateral Well Performance Prediction* SPE 35711 1-17

Taha M. H. Leong C. Y. Aditya S. Ugur C. Sarath K. Amey K. Hadi M. (2011) *Economic Comparison of Multilateral Drilling over Horizontal Drilling for MarcellusShale Field Development* EME 580: Integrative Design of Energy & Mineral Engineering Systems Final Project Report

Taylor R.W. Russell R. (1997) *Drilling and Completing Multilatral Horizontal Well in the Middle East* SPE 38759 115-127

Valisevich A. Zvyagin V. Famiev R. Kozhakhmetov M. Paramonov A. Akhmetov M. (2013) *Complex Well Design for Multilaterals Offshore North Caspian Sea* SPE 171267-MS 1-5

Vij S.K. Narasaiah S.L. Walia A. Singh G. (1998) *Multilateral: An Overview and issues involved in Adopting This Technology* SPE 39509 109-118

West Gard, D. (September 2002) *Multilateral TAML levels Reviewed, Slightly Modified*, Journal of Petroleum Technology54, No9, 22-28

Winton, J.A.C. Lodder R.J. Smit, A.L. (1998) *Multilateral Well Construction: A Multi- Benefit Drilling Technology*, IADC/SPE Drilling Conference, Dallas, Texas, SPE39353, 523-537

Yeten B. Durlofsky J. L. Aziz .K (October 2002) *Optimization of Nonconventional Well Type,* Location and Trajectory SPE 77565 1-14

Abstract

By passing the time and excessive use of hydrocarbon reservoirs and considering reach maturity, the rate of oilfield production has been decreased. Therefore, using multilateral wells for improvement and optimization of the reservoir performance to increase the rate of production, oilfield efficiency and reduction of the investment and operation costs has been expanded. Multilateral wells have lower pressure loss and more economical production in comparison with horizontal wells and extended reach horizontal wells.

Drilling multilateral wells requires knowledge of the geological parameters (e.g. the type of reservoir, distribution permeability and porosity of reservoir), production (e.g. route wells, number of wells, type of wells) and economical (e.g. oil price and costs of drilling). Reservoir modeling is a tool which can display parameters variation and help them to be optimized.

In this study, in order to optimize route drilling in multilateral wells in Jufeyr field, reservoir modeling has been used. The method was done in this way that after the data collection, 3D models of distribution of porosity, permeability and water saturation of jufeyr field was built. Then, due to the investigations, optimal boundary is selected according to the high potential reservoir. Finally, with regards to the NIOC policy for drilling multilateral wells in this field, optimal drilling route is designed.

Keyword: Multilateral Well, Jofair Oil Filed, Reservoir Modeling, Optimization, Route Drilling

Faculty of Mining, Petroleum and Geophysics Engineering

MSc Thesis in Rock Mechanic

Optimization Route Drilling in Multilateral Wells in Heterogeneous Reservoirs in One Fields of Southwest Iran

By:

Habil Soltani Kazemi

Supervisors:

Dr. Seyyed Mohammad Esmaeil Jalali

Dr. Mehrdad Soleimani Monfared

Advisor

Dr. Hasan Amiri Bakhtiyar

September, 2016